



PIANO DI SVILUPPO

2025 - 2029



SOMMARIO

1 INTRODUZIONE.....	5
2 OBIETTIVI DEL PIANO DI SVILUPPO	6
3 IL CONTESTO NORMATIVO E REGOLATORIO	7
4 PRESENTAZIONE DELL'AZIENDA E DELLA REALTÀ SERVITA.....	8
5 CONSISTENZE DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE	11
5.1 CONSISTENZA IMPIANTI RETE DI SET.....	11
6 STATO DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE	14
6.1 MODALITÀ DI ESERCIZIO DELLA RETE DI SET	14
6.2 QUALITÀ DEL SERVIZIO ELETTRICO	17
6.3 INDICI RESILIENZA RETE	20
6.4 BUCHI DI TENSIONE	22
6.5 GENERAZIONE DISTRIBUITA	23
6.6 SATURAZIONE DELLA RETE	26
6.7 TENSIONE DI RETE	31
6.8 PERDITE DI RETE	33
6.9 IMMISSIONI E PRELIEVI DI ENERGIA REATTIVA.....	34
6.10 STATO IMPLEMENTAZIONE SMART DISTRIBUTION SYSTEM	36
6.11 STATO IMPLEMENTAZIONE SERVIZI DI FLESSIBILITÀ DI RETE	37
7 SCENARI DI EVOLUZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO	38
7.1 SCENARI NAZIONALI	38
7.2 PIANO ENERGETICO AMBIENTALE PROVINCIALE 2021-2030.....	39
7.3 SCENARI DI SVILUPPO DEI CONSUMI	41
7.4 POMPE DI CALORE	45
7.5 VEICOLI ELETTRICI	49
7.6 SCENARI DI SVILUPPO DELLE FER E DEI SISTEMI DI ACCUMULO	53
8 METODOLOGIA DI SCELTA E RAPPRESENTAZIONE DEGLI INTERVENTI	56
8.1 DRIVER	56
8.2 CRITERI DI PIANIFICAZIONE.....	57
8.2.1 Interventi sulla rete di Alta Tensione (AT)	58
8.2.2 Interventi sulla rete di Media Tensione (MT).....	59
8.2.3 Interventi sulla rete di Bassa Tensione (BT)	59
8.3 MODALITÀ DI RAPPRESENTAZIONE DEGLI INTERVENTI.....	60
8.4 ANALISI CBA	61
8.4.1 Stima dei costi degli interventi.....	61
8.4.2 Benefici degli interventi	66
9 LE ESIGENZE DI SVILUPPO	96
9.1 TENSIONE DI RETE	98
9.2 SATURAZIONE DELLE LINEE.....	101
9.3 SATURAZIONE DEI TRASFORMATORI MT/BT	102
10 INTERVENTI PIANIFICATI	104
10.1 INTERVENTI SU RETE AT	108
10.2 INTERVENTI SU RETE MT	109
10.3 INTERVENTI SU RETE BT	111
10.4 INTERVENTI FINANZIATI DAL PIANO NAZIONALE DI RIPRESA E RESILIENZA (PNRR)	111
10.5 INTERVENTI DI DIGITALIZZAZIONE, SISTEMI DI TELECOMUNICAZIONE E INNOVAZIONE TECNOLOGICA	111
10.6 PROGETTO 2G.....	113
11 ALLEGATI	113

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1 - Rappresentazione dei territori serviti da SET e delle sedi operative	8
Figura 2 - Aree di pertinenza di cabina primaria	9
Figura 3 - Numero di CP e potenza di trasformazione installata. Dati storici relativi al quinquennio 2020-2024	11
Figura 4 - Consistenze linee MT, dati storici quinquennio 2020-2024	11
Figura 5 - Consistenze linee BT, dati storici quinquennio 2020-2024	12
Figura 6 - Numero di CS e potenza di trasformazione installata. Dati storici relativi al quinquennio 2020-2024	12
Figura 7 - Numero totale di Utenti MT e BT connessi alla rete di SET nel quinquennio 2020-2024	13
Figura 8 - % CS Telecomandate per anno	16
Figura 9 - Indicatore di Durata per ambito	18
Figura 10 - Indicatore Numero per ambito	19
Figura 11 - Indice di rischio medio per area di competenza di cabina primaria per problemi legati alla caduta neve	20
Figura 12 - Indice di rischio medio per area di competenza di cabina primaria per problemi legati alla caduta piante	21
Figura 13 - Andamento storico numero buchi di tensione registrati, suddivisi per origine	22
Figura 14 - Numero di buchi di tensione registrati nel 2024 divisi per origine AT e origine MT	22
Figura 15 - Numero di connessioni e potenza installata nella rete di SET da parte di impianti fotovoltaici ..	23
Figura 16 - Potenza media degli impianti PV connessi in media e bassa tensione nel quinquennio 2020-2024 [kW]	24
Figura 17 - Report connessione impianti accumulo SET per anno	24
Figura 18 - Potenza attiva installata per anno e per fonte, dettaglio sul totale	25
Figura 19 - Potenza complessiva assorbita/erogata della rete di SET nella giornata di minimo carico per il periodo 2020-2024 [MW]	26
Figura 20 - Potenza complessiva assorbita della rete di SET nella giornata di massimo carico per il periodo 2020-2024 [MW]	27
Figura 21 - Percentuale di carico massimo (95° percentile) per le cabine primarie in condizione N-1	28
Figura 22 - Rapporto potenza FER installata e potenza di trasformazione di CP	29
Figura 23 - Chilometri di linee sature ($I > 50\% IN$), per area di competenza, giornata primaverile (a), giornata invernale (b)	30
Figura 24 - Percentuale dei trasformatori saturi (saturazione maggiore a 80%) per area di competenza. Giornata invernale a sinistra e primaverile a destra	30
Figura 25 - Percentuale di nodi MT che superano del 5% la tensione nominale nello scenario attuale	31
Figura 26 - Percentuale di nodi MT con caduta di tensione maggiore al 5%	31
Figura 27 - Distribuzione dei nodi MT con variazione di tensione maggiore del 7%	32
Figura 28 - Rappresentazione territoriale delle immissioni di reattiva in fascia F3	34
Figura 29 - Distribuzione territoriale della potenza di compensazione reattiva installata da SET a fine 2024	35
Figura 30 - Storico dell'energia fornita dalla rete di SET in bassa e media tensione [GWh]	41
Figura 31 - Potenza Passiva [MW] venduta ai clienti finali su rete SET	42
Figura 32 - Nuova potenza installata relativa ad impianti di ricarica per veicoli elettrici	42
Figura 33 - Distribuzione delle colonnine di ricarica pubbliche con indicazione della potenza installata	43
Figura 34 - Distribuzione delle colonnine di ricarica pubbliche con indicazione delle ore equivalenti di utilizzo	44
Figura 35 - Andamento installazione di PdC in Provincia di Trento fino al 2023 e trend di crescita atteso al 2030	45
Figura 36 - Diagramma a dispersione che relaziona, per ciascun comune, altitudine e num. di PdC per abitante	46

Figura 37 - Profilo orario della potenza assorbita da una PdC a Trento.....	47
Figura 38 - Distribuzione consumi dovuti alle PdC previsti per il 2030, ripartita per le aree di competenza di cabina primaria.....	48
Figura 39 - Profili di ricarica.....	50
Figura 40 - Ripartizione territoriale dell'energia giornaliera [kWh] dovuta alla ricarica dei veicoli elettrici. Da (a) a (d) in ordine troviamo: ricarica domestica, ricarica sul posto di lavoro, ricarica da colonnina pubblica e ricarica in ambito turistico.....	51
Figura 41 - Ripartizione territoriale ricarica veicoli elettrici complessiva	52
Figura 42 - Andamento delle installazioni FER fino al 2023 e trend fino al 2030.....	53
Figura 43 - Ripartizione installazioni fotovoltaico al 2030 per aree di competenza di Cabina primaria.....	54
Figura 44 - Ripartizione per cabina secondaria della nuova potenza fotovoltaica prevista al 2030.....	55
Figura 45 - Profilo di tensione registrato, nell'anno 2024, nel nodo AT della CP ARCO.....	80
Figura 46 - Flusso di potenza nella CP ARCO registrato in alcuni giorni dell'anno 2024 e nelle corrispondenti giornate degli anni scenario 2030, 2035 e 2040.	81
Figura 47 - Stima della frequenza di saturazione dell'OLTC nei vari scenari simulati (l'analisi incrocia la tensione di alimentazione AT con lo scenario di Carico per calcolare la probabilità di saturazione).	81
Figura 48 - Rappresentazione (figura a sx) delle varie CS esercite da SET, classificate in base a tre indicatori di riferimento. Nella figura di destra si riporta l'indicatore di inerzia (coesione) della clusterizzazione al variare del numero di cluster selezionati.	86
Figura 49 - Dettaglio, per ogni cluster, delle tre variabili (ndr. della sommatoria) rappresentative delle caratteristiche delle CS esercite da SET. Si riporta (barre in colore verde) inoltre la rappresentatività, ovvero il numero di elementi, CS, che sono rappresentati da tale archetipo.....	86
Figura 50 - Rappresentazione geografica della topologia dei quattro archetipi di rete selezionati per lo studio	87
Figura 51 - Esempificazione dei profili di potenza associati alla rete Archetipo 3 per ognuno degli anni scenario oggetto di analisi.....	87
Figura 52 - Analisi del profilo di tensione, in una giornata tipo, registrato su tutti i nodi (riportati in ordinata) di una rete archetipo. A destra la stessa informazione è codificata con logica binaria, ovvero rappresentando con colore verde i nodi, ora per ora, non in violazione, e con colore rosso i nodi in violazione.	90
Figura 53 - Esempificazione della variazione delle violazioni di tensione al variare della tensione di esercizio della CS (101% nella figura di sinistra, 105% nella figura di destra).....	90
Figura 54 - Rappresentazione grafica di sintesi dell'approccio proposto.	94
Figura 55 - Andamento carichi nei tre scenari considerati, giornata invernale	97
Figura 56 - Andamento carichi nei tre scenari considerati, giornata primaverile.....	97
Figura 57 - Percentuale di nodi MT che hanno registrato una sovratensione superiore al 5%	98
Figura 58 - Percentuale di nodi MT che hanno registrato una sottotensione superiore al 5%	99
Figura 59 - Distribuzione territoriale variazioni di tensione stagionale che supera il 7% per lo scenario 2030 (sx) e 2030 ridotto (dx)	100
Figura 60 – Percentuale di chilometri di linee sature ($I > 50\% I_N$), per area di competenza, giornata invernale. A sinistra scenario attuale, a destra scenario 2030.....	101
Figura 61 - Chilometri di linee sature ($I > 50\% I_N$), per area di competenza, giornata primaverile. A sinistra scenario attuale, a destra scenario 2030.....	101
Figura 62 - Numero di CS con trasformatori saturi (saturazione maggiore a 80%) di cui è possibile aumentare la potenza	102
Figura 63 - Numero di CS con trasformatori saturi (saturazione maggiore a 80%) per cui l'aumento di potenza del TR non risolve la criticità (TR già di taglia massima) e richiede la costruzione di una nuova CS.....	103
Figura 64 - Suddivisione degli investimenti nel periodo di riferimento del PDS 2025-2029 per livello di tensione	104
Figura 65 - Suddivisione degli investimenti per Driver di riferimento	105
Figura 66 - Percentuale di investimenti del PdS 2025 per fase di avanzamento	106
Figura 67 - Numero delle opere del PdS25 per fase di avanzamento	106

- Figura 68 - Rappresentazione in percentuale dello stato lavori degli investimenti previsti per il PdS25 107
- Figura 69 - Rappresentazione del numero di interventi previsti per il PdS25, suddivisi per stato lavori 107

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1 - Obiettivi di nuova potenza fotovoltaica installata da fonti rinnovabili	53
Tabella 2 - Parametri per calcolo saturazione trasformatori AT/MT	59
Tabella 3 - Costi investimento impianti primari	63
Tabella 4 - Costi unitari, interventi sulla rete di media e bassa tensione.....	65
Tabella 5 - Costi operativi unitari annui	66
Tabella 6 - Ricostruzione degli scenari energetici all'anno scenario 2035 e 2040.	67
Tabella 7 - Tempo di ritorno per caduta piante in condizioni non ordinarie (guasti contemporanei).	73
Tabella 8 - Tempo di ritorno per caduta piante in condizioni ordinarie (guasti non contemporanei).	73
Tabella 9 - Tempo di ritorno per manicotto di ghiaccio.	74
Tabella 10 - Statistiche interruzioni in condizioni ordinarie nell'intervallo 2015 – 2024.....	74
Tabella 11 - Statistiche SET interruzioni in condizioni non ordinarie nell'intervallo 2015 – 2024.	75
Tabella 12 - Look Up Table di quantificazione delle saturazioni di energia immessa (e quindi della mancata riduzione di emissioni di CO2) sulla rete Archetipo 1 in funzione dell'anno scenario in fase di studio e della tensione di alimentazione della CS.....	91
Tabella 13 - Look Up Table di quantificazione delle saturazioni di energia immessa (e quindi della mancata riduzione di emissioni di CO2) sulla rete Archetipo 2 in funzione dell'anno scenario in fase di studio e della tensione di alimentazione della CS.....	91
Tabella 14 - Look Up Table di quantificazione delle saturazioni di energia immessa (e quindi della mancata riduzione di emissioni di CO2) sulla rete Archetipo 3 in funzione dell'anno scenario in fase di studio e della tensione di alimentazione della CS.....	92
Tabella 15 - Look Up Table di quantificazione delle saturazioni di energia immessa (e quindi della mancata riduzione di emissioni di CO2) sulla rete Archetipo 1 in funzione dell'anno scenario in fase di studio e della tensione di alimentazione della CS.....	92
Tabella 16 - Stima dei coefficienti hd ed f risultanti dalle simulazioni eseguite su rete Archetipo 2.....	93
Tabella 17 - Stima dei coefficienti hd ed f risultanti dalle simulazioni eseguite su rete Archetipo 3.....	93
Tabella 18 - Parametri economici utilizzati nelle analisi.	94
Tabella 19 - Parametri tecnici utilizzati nelle analisi	95

1 INTRODUZIONE

Il Piano di Sviluppo per le reti di distribuzione di SET Distribuzione per il quinquennio 2025-2029 (di seguito PdS), rappresenta la roadmap strategica con cui l'azienda intende garantire un sistema di distribuzione dell'energia elettrica affidabile, sostenibile ed efficiente. Questo documento fornisce una visione integrata dello stato attuale della rete e delle sue prospettive di sviluppo, in un contesto energetico in rapida trasformazione, ponendo al centro la missione di SET di gestire la rete di distribuzione in modo efficace e con elevati standard di qualità. La pianificazione e la gestione della rete devono infatti tenere in considerazione le trasformazioni in atto nel sistema energetico, le esigenze degli utenti e il quadro normativo vigente.

Un insieme di fattori, tra cui la crescente diffusione della generazione distribuita da fonti rinnovabili e l'elettrificazione dei consumi, richiedono una pianificazione attenta e flessibile da parte del distributore di energia elettrica. Attraverso il proprio PdS, SET vuole rispondere a queste sfide tramite investimenti mirati, l'adozione di tecnologie innovative e il potenziamento dell'infrastruttura di rete.

Il PdS si struttura in diversi capitoli, in cui vengono approfonditi gli aspetti chiave della rete di distribuzione, presente e futura.

Nel Capitolo 2 vengono descritti i principali obiettivi del PdS, in linea con le indicazioni dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito ARERA) e con le necessità di sviluppo socioeconomico della Provincia Autonoma di Trento.

Dopo una panoramica del contesto normativo e regolatorio nel Capitolo 3, nel Capitolo 4 si presenta la struttura aziendale e le principali caratteristiche della realtà servita.

Nel Capitolo 5 si dà contezza delle consistenze degli impianti della rete di SET, partendo dagli impianti primari fino alla rete di bassa tensione.

A seguire, nel Capitolo 6 si fornisce un'analisi tecnica dettagliata dello stato della rete di SET, attenzionando in particolare i parametri che ne determinano il livello di efficienza e affidabilità.

Il PdS prosegue con l'esposizione, nel Capitolo 7, dell'approccio utilizzato per lo sviluppo degli scenari del sistema elettrico, che ha considerato in particolare l'impatto dovuto all'elettrificazione dei consumi e all'aumento della generazione distribuita.

Nel Capitolo 8 si presenta la metodologia adottata da SET per la scelta e la rappresentazione degli interventi pianificati. Si riportano i driver e i criteri di pianificazione utilizzati per l'individuazione degli interventi di sviluppo. Successivamente vengono riportate le modalità di rappresentazione degli interventi e le modalità di stima dei costi da applicare alle analisi costi benefici degli interventi.

Le esigenze di sviluppo della rete, individuate sia dalle analisi dello stato della rete che dai risultati delle simulazioni degli scenari attesi, sono presentate nel Capitolo 9. In questo capitolo sono riportate le principali criticità, andando ad individuare le aree di intervento prioritarie.

Il Capitolo 10 esplora i principali interventi pianificati sulla rete di SET per gli anni di riferimento del presente PdS. Vengono illustrate le principali finalità degli interventi, il loro stato di avanzamento.

Nella sezione finale del PdS sono presentati gli allegati al documento, con l'elenco nominativo degli interventi, le schede di descrizione degli interventi e una serie di documenti di riferimento.

2 OBIETTIVI DEL PIANO DI SVILUPPO

Il PdS di SET ha l'obiettivo di delineare gli indirizzi strategici per garantire un sistema di distribuzione dell'energia elettrica efficiente, affidabile e adeguato alle trasformazioni del settore energetico.

Uno degli obiettivi principali è la risoluzione delle criticità di rete, individuando i fattori di stress per il sistema elettrico, legati a fenomeni di congestione, saturazione delle infrastrutture e qualità della tensione.

Un ulteriore obiettivo è il miglioramento della qualità del servizio, riducendo il numero e la durata delle interruzioni e garantendo la continuità dell'alimentazione elettrica. L'affidabilità del servizio è un fattore chiave per lo sviluppo economico e sociale del territorio e richiede un'attenzione costante alle dinamiche di rete e alle esigenze degli utenti.

L'incremento della resilienza della rete rappresenta un altro elemento centrale del PdS, in considerazione della crescente esposizione del sistema elettrico a eventi meteorologici estremi e alla necessità di migliorare la capacità della rete di adattarsi a condizioni impreviste. La resilienza è un fattore strategico per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento e la stabilità del servizio nel lungo periodo.

La riduzione delle perdite di distribuzione costituisce un obiettivo rilevante per migliorare l'efficienza complessiva del sistema elettrico, minimizzando gli sprechi e ottimizzando la gestione dell'energia.

L'incremento della Hosting Capacity e della Loadability disponibile sulla rete è fondamentale per supportare la crescita della generazione distribuita da fonti rinnovabili e per rispondere all'aumento della domanda di energia derivante dall'elettrificazione dei consumi.

Un ulteriore obiettivo è il potenziamento delle capacità di previsione e analisi, al fine di anticipare le evoluzioni del sistema energetico e adattarsi in modo flessibile alle esigenze emergenti. La possibilità di prevedere con maggiore precisione le congestioni di rete e le esigenze di sviluppo è un elemento chiave per migliorare la pianificazione e l'efficacia degli interventi.

Il PdS pone attenzione agli sviluppi in termini di innovazione tecnologica, riduzione dell'impatto ambientale e sicurezza. L'adozione di soluzioni innovative per il monitoraggio e la gestione della rete, la riduzione delle emissioni associate alle infrastrutture di distribuzione e il miglioramento della sicurezza degli impianti sono elementi essenziali per un sistema elettrico sostenibile e in grado di rispondere alle sfide future.

Il PdS si propone inoltre di approfondire il tema della flessibilità di rete, valutando come l'adozione di soluzioni innovative possa contribuire a ottimizzare l'uso delle risorse esistenti e l'esercizio della rete di distribuzione.

Infine, un obiettivo chiave è il rafforzamento delle relazioni con gli stakeholder della distribuzione, attraverso il consolidamento del coordinamento con Terna, con gli altri distributori interconnessi e con gli enti territoriali. Il dialogo costante con i soggetti coinvolti nella gestione del sistema elettrico è fondamentale per ottimizzare gli interventi di sviluppo e garantire una pianificazione efficace e condivisa.

Questi obiettivi guidano la definizione delle strategie di sviluppo della rete e la selezione degli interventi da implementare, con l'obiettivo di garantire un servizio efficiente e affidabile per tutti gli utenti.

3 IL CONTESTO NORMATIVO E REGOLATORIO

Il PdS di SET è redatto in conformità al quadro normativo europeo che, delineato a livello nazionale, definisce gli obblighi per i distributori di energia.

A livello comunitario, la Direttiva (UE) 944/2019 stabilisce regole comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, con l'obiettivo di garantire un sistema più integrato, trasparente ed efficiente, promuovendo la concorrenza e facilitando l'accesso alle fonti rinnovabili. Tale direttiva è stata recepita in Italia con il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210, che ha tradotto i principi europei in norme applicabili a livello nazionale.

In particolare, l'articolo 23, comma 5, del decreto 210/21 impone alle imprese di distribuzione con almeno 100.000 clienti finali l'obbligo di redigere e pubblicare un piano di sviluppo delle proprie reti. Questo piano deve includere misure per l'ammodernamento delle infrastrutture, l'integrazione delle fonti rinnovabili e il miglioramento dell'efficienza energetica. Inoltre, deve essere sottoposto a una consultazione pubblica che coinvolga autorità locali e soggetti interessati, garantendo trasparenza e partecipazione nel processo decisionale. L'obiettivo di questa regolamentazione è assicurare una pianificazione coordinata tra le reti di distribuzione e di trasmissione, in modo da rispondere alle esigenze future del sistema elettrico nazionale.

A livello regolatorio, ARERA ha specificato le modalità di attuazione attraverso la delibera 296/2023/R/eel. Nella delibera si stabilisce che i distributori con più di 100.000 clienti devono presentare il loro piano di sviluppo all'Autorità entro il 31 marzo degli anni dispari, avviare una consultazione pubblica della durata minima di 42 giorni e inviare la versione aggiornata del piano entro il 30 giugno dello stesso anno, includendo le risposte ai contributi ricevuti. Il piano deve essere coordinato con il gestore della rete di trasmissione e considerare l'evoluzione della domanda e della produzione di energia elettrica, individuando le congestioni e pianificando gli investimenti, con particolare attenzione alle linee in alta tensione e alle cabine primarie.

Infine, l'articolo 61, commi 1, 2 e 3, del Testo Integrato delle Regolazioni Output-Based del servizio di distribuzione (TIQD) dell'ARERA definisce i documenti da utilizzare come linee guida per la predisposizione dei piani di sviluppo.

4 PRESENTAZIONE DELL'AZIENDA E DELLA REALTÀ SERVITA

SET è parte del Gruppo Dolomiti Energia e dal 2005 gestisce il servizio di distribuzione dell'energia elettrica nella maggior parte del territorio della Provincia Autonoma di Trento, anche nelle vallate più periferiche, grazie alle 7 Unità Operative di supporto alle sedi centrali di Trento e Rovereto.

SET conta 284 persone, suddivise tra tecnici e personale operativo.

I comuni serviti da SET in prevalenza o totalmente, rappresentano l'85 % circa dei 166 comuni della Provincia di Trento. In coerenza con il Piano della distribuzione elettrica della Provincia Autonoma di Trento, nel tempo SET ha integrato alcuni DSO sottesi che hanno cessato l'attività.

Nella planimetria seguente, Figura 1, è riportata la mappa del territorio della Provincia con l'evidenza dei Comuni serviti da distributori diversi da SET e la dislocazione delle sedi di Unità Operativa sul territorio.

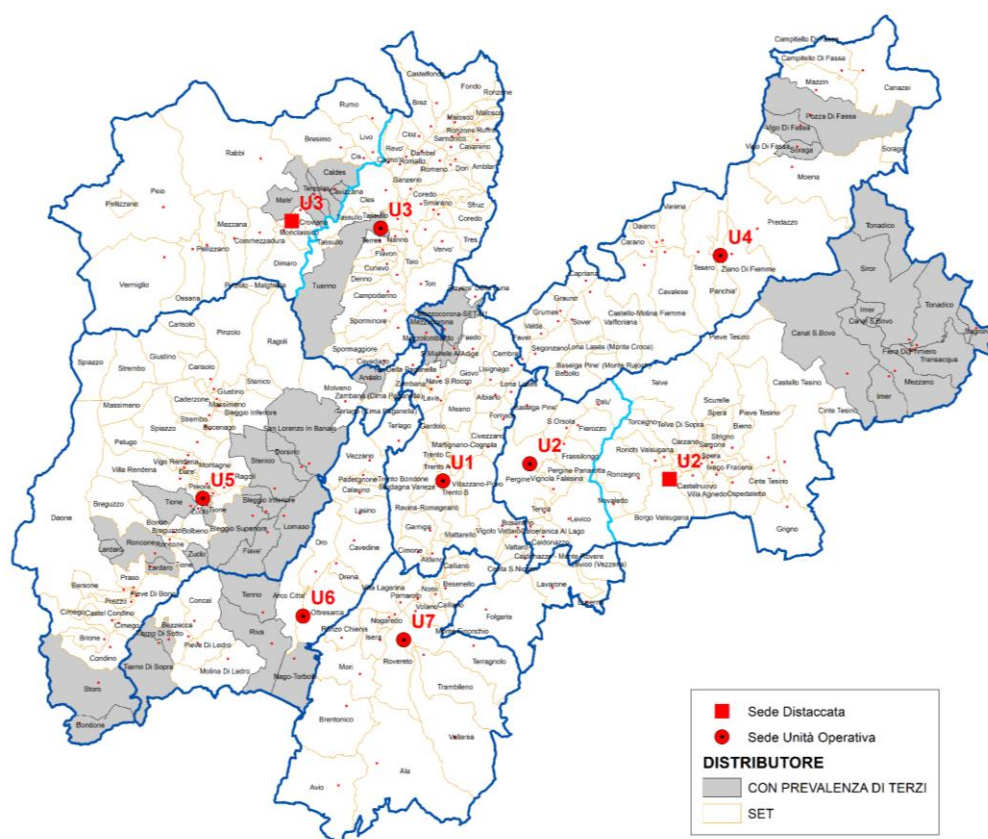


Figura 1 - Rappresentazione dei territori serviti da SET e delle sedi operative

In Figura 2 sono rappresentate le aree omogenee delle Comunità Energetiche, pertinenti alle singole Cabine Primarie. Nel corso del documento le analisi effettuate verranno spesso ricondotte ad una rappresentazione territoriale basata su queste aree.



Figura 2 - Aree di pertinenza di cabina primaria

La realtà territoriale gestita da SET è caratterizzata da un'elevata eterogeneità. Si passa da aree urbane a più elevata densità di popolazione, come le città di Trento e Rovereto, dove i carichi sono concentrati e vicini agli impianti primari, a zone rurali a bassa densità abitativa, con utenze distribuite su un territorio più ampio e spesso lontane dalle cabine primarie. A questa complessità si aggiungono peculiarità socioeconomiche del Trentino, come la presenza di numerose località sciistiche. Queste aree, pur essendo situate in quota e quindi distanti dagli impianti primari, registrano prelievi energetici significativi, sia per il funzionamento di impianti di risalita e innevamento artificiale, sia per la presenza di flussi turistici elevati, che determinano un aumento dei consumi nei centri abitati di riferimento.

SET intrattiene rapporti costanti con Terna per garantire un sempre maggiore coordinamento degli interventi sulla rete. Questo dialogo continuo permette di ottimizzare la gestione della rete elettrica e affrontare in modo coordinato le evoluzioni del sistema elettrico nazionale.

Un aspetto fondamentale è anche il coordinamento con gli altri DSO del territorio o confinanti. Questo rapporto consente di potenziare ed implementare i punti di interconnessione, migliorando così l'affidabilità della rete e ottimizzando gli interventi infrastrutturali.

Una peculiarità del territorio sono i 9 DSO sottesi alla rete di SET e i 4 DSO interconnessi, con la necessità di un coordinamento continuo per garantire un funzionamento armonizzato del sistema di distribuzione. Questo confronto costante è necessario per bilanciare le esigenze dei diversi operatori e individuare soluzioni ottimali che permettano a tutti di operare in modo efficiente, evitando problematiche legate alla saturazione delle reti o alla gestione delle risorse disponibili.

SET collabora strettamente con la Provincia Autonoma di Trento per migliorare i processi autorizzativi e per sviluppare scenari di evoluzione della rete coordinati con le strategie di sviluppo del territorio. Questa collaborazione si sta rafforzando con l'obiettivo di pianificare al meglio gli investimenti futuri e garantire la sostenibilità della rete.

In parallelo, SET sta incrementando le occasioni di confronto con il mondo accademico, attraverso collaborazioni con l'Università di Trento, l'Università di Padova e il Politecnico di Milano. Questi progetti congiunti permettono di sviluppare soluzioni innovative per la gestione della rete e di affinare le previsioni sulla domanda di energia e sugli scenari di crescita.

Garantire il miglior servizio possibile all'utenza è l'obiettivo primario di SET: la capacità di intercettare le esigenze di sviluppo del territorio e il dialogo con gli utenti sono aspetti fondamentali per assicurare una rete efficiente e adeguata ai nuovi bisogni. Grazie alla propria presenza capillare sul territorio, SET favorisce un'interazione costante e strutturata con cittadini, imprese ed enti locali, rispondendo tempestivamente alle richieste e anticipando le esigenze future.

Un altro tema emergente riguarda il coordinamento con i CPO (Charging Point Operators) in conformità con il quadro normativo vigente, per garantire un'efficace integrazione delle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici nella rete di distribuzione.

Le sfide emergenti del settore e la necessità di risposte rapide richiedono inoltre un maggiore coinvolgimento con altri operatori di infrastrutture. SET sta lavorando per rafforzare la propria capacità di creare sinergie con questi attori, concentrandosi in particolare sulle altre realtà del Gruppo Dolomiti Energia.

5 CONSISTENZE DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE

5.1 CONSISTENZA IMPIANTI RETE DI SET

Gli impianti primari di SET sono complessivamente 29, suddivisi in diverse categorie: 18 Cabine Primarie (CP) 130/20 kV (potenza installata 1196,25 MVA), 6 CP 60/20 kV (potenza complessiva 211 MVA), 4 sezioni Media Tensione (MT) e 1 Centro Satellite costituito da un reparto MT dotato di autotrasformatore per la regolazione della tensione (35 MVA).

All'interno delle CP sono presenti complessivamente 46 trasformatori di Alta/Media tensione (AT/MT), con una capacità totale di 1.717,25 MVA, comprensiva dei trasformatori AT/MT di Terna alimentanti le sezioni MT.

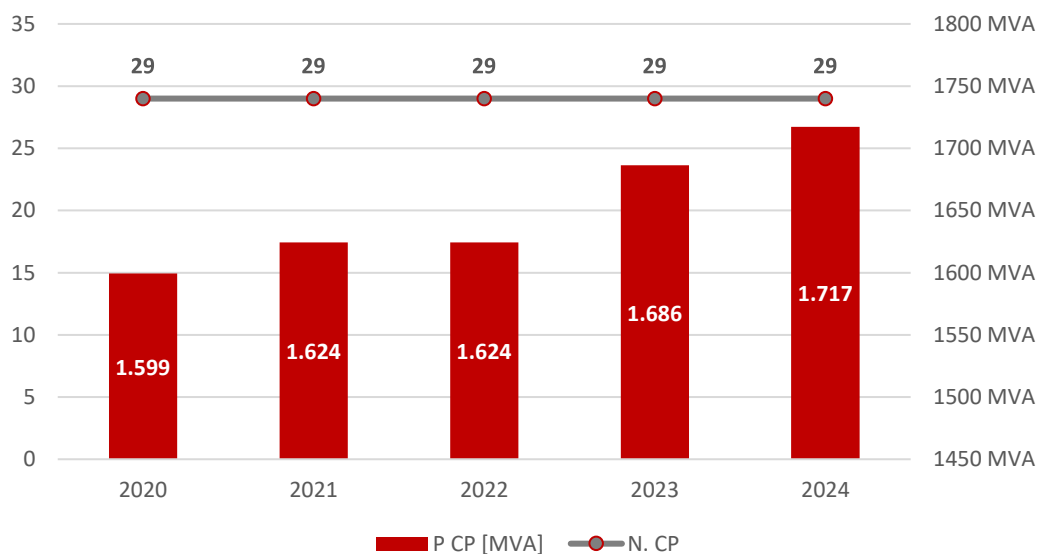


Figura 3 - Numero di CP e potenza di trasformazione installata. Dati storici relativi al quinquennio 2020-2024

Le linee MT, esercite alla tensione nominale di 20 kV, sono lunghe complessivamente 3633 km, con 758 km di conduttori nudi, 298 km di conduttori aerei e 2577 km di conduttori interrati.

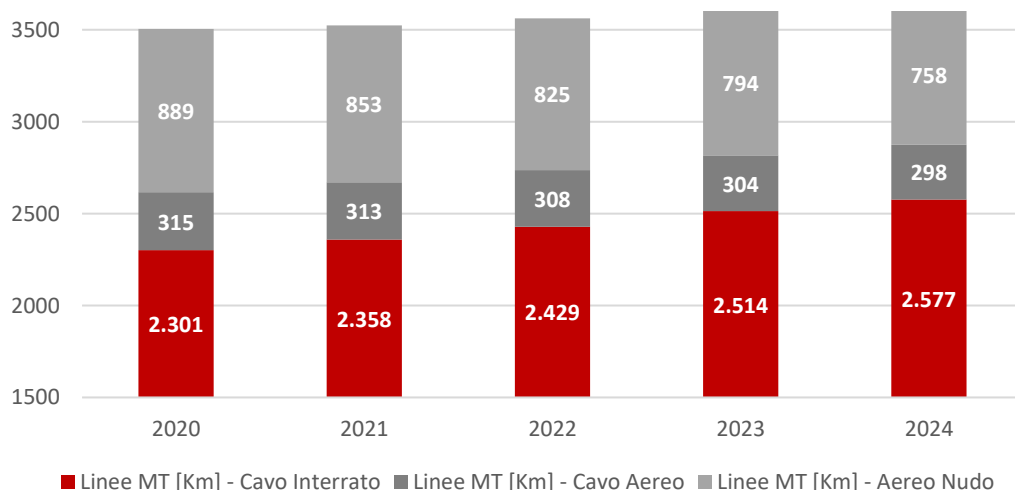
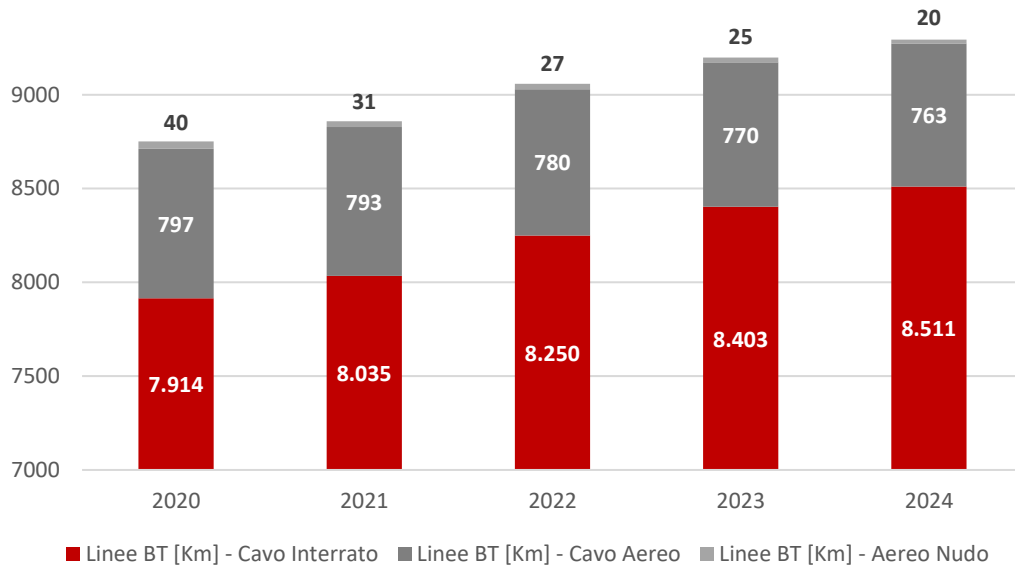


Figura 4 - Consistenze linee MT, dati storici quinquennio 2020-2024

Le linee BT, esercite alla tensione nominale di 400 V, sono lunghe 9294 km, con una minima parte di 20 km in conduttori nudi, 763 km in conduttori aerei e 8511 km in conduttori interrati. Le reti BT comprendono anche circa 91 km di rete esercita a 900 V con 93 impianti di trasformazione 900/400 V in aree rurali o in alta montagna, dove tale soluzione tecnica si è rivelata molto più conveniente rispetto ad un impianto in media



tensione.

Figura 5 - Consistenze linee BT, dati storici quinquennio 2020-2024

Le cabine secondarie (CS) sono complessivamente pari a 4.497 con una potenza installata complessiva MT/BT pari a 961 MVA. Di queste 658 sono costituite da posti di trasformazione su palo, mentre le rimanenti sono Cabine secondarie in muratura di proprietà o in locale di terzi con apparecchiature di SET. La maggior parte delle Cabine in muratura sono arredate con quadri unificati di tipo protetto, con costi di manutenzione molto contenuti.

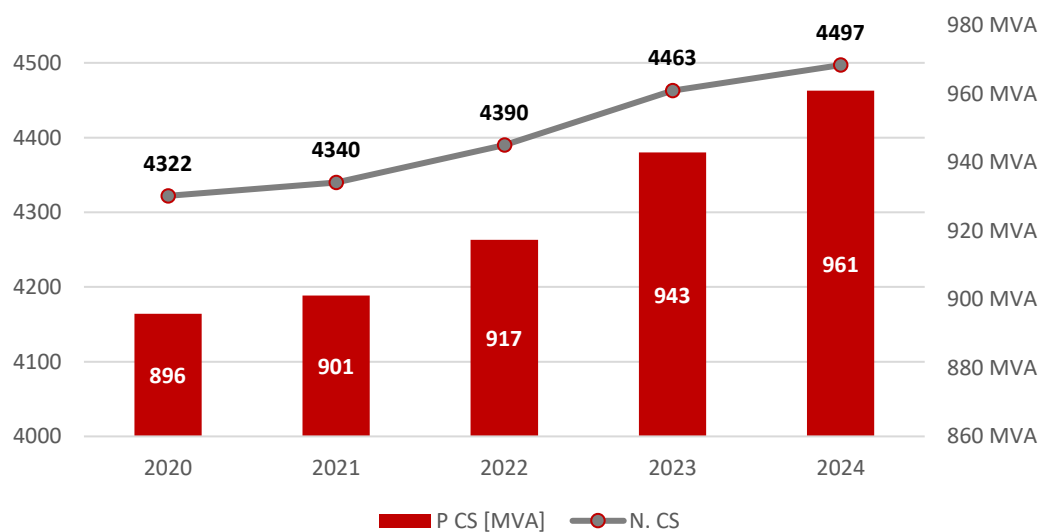


Figura 6 - Numero di CS e potenza di trasformazione installata. Dati storici relativi al quinquennio 2020-2024

SET non ha in gestione e in proprietà linee AT in quanto tutta la sua rete AT è stata ceduta nel 2011 a Terna.

A fine 2024 alla rete di SET sono collegati 345.633 utenti finali, di cui 344.545 in BT e 1.088 in MT.

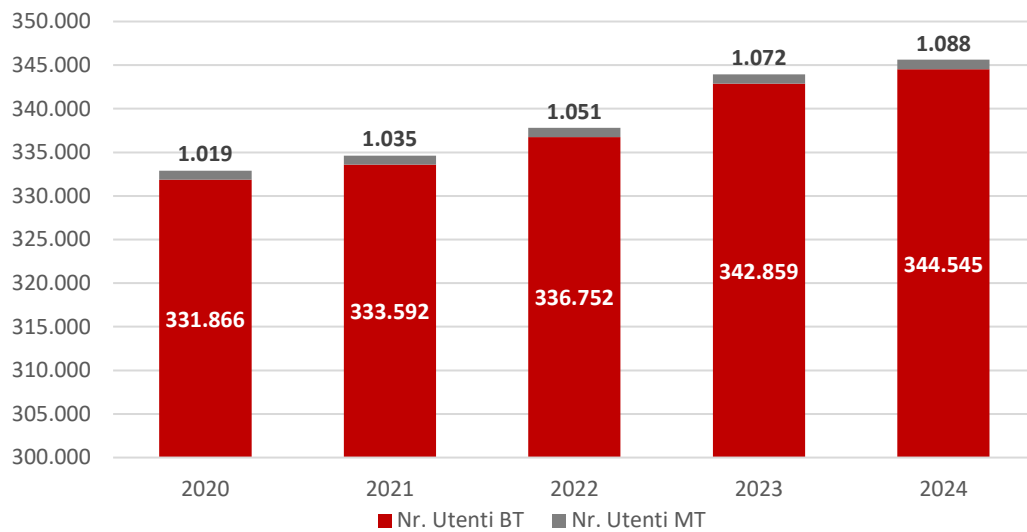


Figura 7 - Numero totale di Utenti MT e BT connessi alla rete di SET nel quinquennio 2020-2024

La rete di SET è caratterizzata inoltre da un numero significativo di produttori di energia, che rappresentano una quota rilevante rispetto al totale degli utenti serviti. Nello specifico, sono connessi 28.409 impianti di produzione in BT e 682 in MT, ai quali si aggiungono gli impianti di accumulo, 10.691 in BT e 12 in MT, per un totale di 39.794 impianti. L'andamento storico del numero impianti di produzione e la corrispondente potenza installata è riportata nel Capitolo 6.

6 STATO DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE

In questo capitolo si fornisce una panoramica dettagliata dello stato della rete di SET, mettendo in evidenza il funzionamento del sistema, la qualità del servizio e le strategie adottate per garantirne efficienza e affidabilità.

Si descrivono inizialmente le modalità di esercizio della rete, basate su un avanzato sistema di automazione che lavora in sinergia con la gestione a neutro compensato della rete, con l'obiettivo di garantire una qualità del servizio in linea con gli standard stabiliti ARERA per offrire un servizio di massima qualità ai propri utenti.

Sempre relativamente alla qualità del servizio, si riporta l'analisi degli indici di rischio della rete che, anche se non più richiesti ai fini della delibera ARERA 31/2018/R/eel, sono considerati importanti per individuare le zone più soggette ai rischi derivanti da eventi estremi, come forti nevicate e caduta alberi, al fine di indirizzare gli interventi di miglioramento.

Un altro tema collegato alla qualità del servizio è rappresentato dai buchi di tensione, particolarmente critici per gli utenti industriali. Si riporta un'analisi che consente di comprenderne le cause e la distribuzione sulla rete.

Il capitolo prosegue con il tema della generazione distribuita, aspetto sempre più rilevante che sta avendo un impatto significativo sulla rete, richiedendo nuove soluzioni sia per la gestione delle saturazioni di rete e sia per la gestione della tensione, temi che sono poi approfonditi in due sottocapitoli dedicati.

Un altro elemento chiave riguarda le perdite di rete, un indicatore che permette di valutare l'efficienza del sistema e che SET integra come variabile nell'approccio di individuazione delle soluzioni tecniche. Ne è un esempio recente la soluzione individuata da SET per la compensazione dell'energia reattiva capacitiva, che ha scelto di effettuare in modo distribuito dopo aver valutato, tra gli altri, un beneficio globale a livello di perdite. Il tema dell'energia reattiva è affrontato in un sotto capitolo dedicato.

Infine, viene esaminato lo stato di implementazione dei servizi di flessibilità della rete e dello Smart Distribution System. L'adozione di tecnologie innovative, sia nell'automazione di rete che nelle soluzioni tecniche, sta portando a una rete sempre più intelligente ed efficiente. Il monitoraggio in tempo reale e lo sviluppo di modelli di simulazione avanzati, rappresentano il futuro della distribuzione elettrica, migliorandone la capacità di adattarsi alle esigenze del territorio e agli scenari energetici futuri, per garantire uno sviluppo sostenibile e resiliente nel tempo.

A sostegno delle analisi, sono state effettuate simulazioni di flusso di potenza sulla rete attuale, i cui risultati sono dettagliatamente riportati nel capitolo per orientare la trattazione.

6.1 MODALITÀ DI ESERCIZIO DELLA RETE DI SET

La rete MT, le Cabine Secondarie e le Cabine Primarie di SET sono gestite da un Centro di Telecontrollo con sede a Trento, che ha la responsabilità della conduzione della rete e della ricezione delle telefonate degli utenti in merito a guasti o lavori programmati. Per garantire la supervisione anche in caso di indisponibilità del centro di telecontrollo principale, SET dispone di un centro di Disaster Recovery presso la centrale idroelettrica di Santa Massenza. I 29 Impianti primari sono telecomandati attraverso un sistema centrale evoluto; per la connettività degli impianti primari SET ha optato per una MPLS (Multiprotocol Label Switching) dedicata con collegamenti in fibra ottica. Il Centro telecomanda e gestisce anche più di 1600 Cabine Secondarie o sezionamenti motorizzati lungo linee MT attraverso rete GSM/LTE. È in fase di migrazione il telecontrollo di tutte le Cabine Secondarie su rete LTE. Per la gestione della comunicazione LTE, SET ha optato per una soluzione basata su APN (Access Point Name) dedicata, con un approccio multi-operatore per aumentarne l'affidabilità. Il sistema centrale, mediante l'elaborazione dei segnali e delle telemisure

proveniente dal campo, mette a disposizione degli operatori una serie di informazioni (archivi storici telesegnali e telemisure) necessarie per poter effettuare elaborazioni ed analisi sulla rete.

Ogni Cabina Primaria è dotata di oscillografoturbografo, in grado di monitorare in tempo reale i fenomeni che si verificano sulla rete; in automatico invia gli eventi registrati al centro, mettendo a disposizione degli operatori le informazioni necessarie per approfondire ed analizzare i fenomeni registrati, allo scopo di introdurre eventuali modifiche sulle protezioni o sugli assetti.

La rete MT è gestita in maniera radiale e con neutro compensato mediante bobina di Petersen (50 semisbarre di Cabine Primarie su 50). In ogni impianto primario di trasformazione AT/MT è presente una impedenza variabile in grado di compensare opportunamente la reattanza capacitiva della rete MT. SET ha scelto di installare Bobine di Petersen di tipo mobile in grado di garantire un perfetto accordo tra la capacità della rete MT e l'induttanza della bobina, in ogni assetto di rete.

La gestione della rete MT a neutro compensato offre notevoli vantaggi in termini di qualità del servizio e nella riduzione dei costi per la realizzazione degli impianti di terra delle Cabine Secondarie MT/BT, soprattutto in particolari zone della nostra Provincia dove la resistività del terreno comporterebbe dei costi notevoli per adeguare gli impianti di terra alla normativa vigente.

Oltre l'85% delle linee MT in partenza dagli impianti primari, che si sviluppano sul territorio per alimentare le cabine secondarie di trasformazione, sono automatizzate ovvero presentano delle apparecchiature installate lungo linea, in grado di riconoscere il passaggio della corrente di guasto e di selezionare automaticamente il tronco oggetto di guasto.

Le tecniche utilizzate per l'individuazione del tronco guasto lungo linea sono essenzialmente tre:

- **Tecnica FRG o "a vuoti di tensione"**: in questo caso l'automazione di rete lavora in abbinamento con il dispositivo di richiusura automatico installato sul montante di linea MT nell'impianto primario. L'apertura e chiusura dell'interruttore in Cabina Primaria, permette all'automazione presente sulla rete MT di riconoscere il tronco oggetto di guasto;
- **Tecnica FNC per direttrici automatizzate funzionanti a neutro compensato**: in questo caso, per guasti monofasi a terra, l'automazione presente sulla rete MT riesce a selezionare la tratta guasta, senza la necessità di aprire l'interruttore in Cabina Primaria;
- **Tecnica SHA (Self Healing Automation)**: questo tipo di automazione mette in comunicazione le varie CS automatizzate presenti lungo la direttrice; l'automatismo ha lo scopo, per qualsiasi tipo di guasto, di individuare automaticamente il tronco oggetto di guasto e di controalimentare automaticamente tutta la rete sana.

SET ha adottato una strategia volta a migliorare costantemente il controllo remoto delle cabine secondarie incrementando ogni anno il numero di nodi telecontrollati. L'azienda è in grado di monitorare e gestire una parte significativa della propria rete in modo efficiente e reattivo, contribuendo così a garantire un servizio affidabile e di alta qualità per tutti i clienti. Sulle cabine più periferiche o con rete BT più soggetta alle intemperie a causa della collocazione in alta quota, sono stati installati interruttori BT telecomandati per consentire la richiusura da parte del centro di telecontrollo.

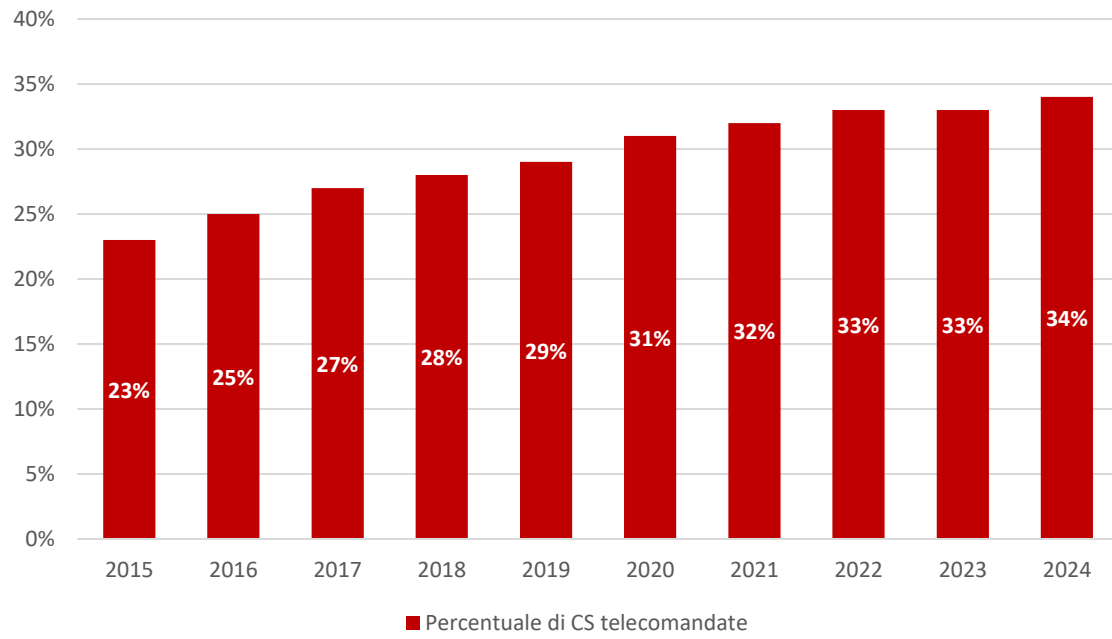


Figura 8 - % CS Telecomandate per anno

6.2 QUALITÀ DEL SERVIZIO ELETTRICO

Dall'anno 2000 l'ARERA ha definito standard di continuità del servizio per ridurre le interruzioni subite dagli utenti, inizialmente in termini di durata e successivamente anche di numerosità, tramite l'introduzione di "livelli obiettivo" che rappresentano i livelli di continuità del servizio, che ciascun distributore è stimolato a raggiungere nei diversi ambiti territoriali anche grazie ad un meccanismo premi-penali.

I principali indicatori oggetto della regolazione sono:

- Durata delle Interruzioni senza preavviso Lunghe per singolo Utente BT;
- Numero di Interruzioni senza preavviso Lunghe + Brevi per singolo Utente BT;
- Tempi Massimi di Ripristino delle alimentazioni a singoli clienti MT e BT nel caso di interruzioni prolungate o estese, con tempi di ripristino superiori alle 8 ore.

Al termine del 2023 l'Autorità ha emanato la delibera 617/2023/R/eel che rivede in maniera molto significativa gli obiettivi di miglioramento della continuità del servizio erogato a valere dal 2024, generando una forte riduzione dei premi attesi. Rispetto alla regolazione precedentemente in vigore, è stata introdotta una diversa modalità di calcolo di premi e penalità per la durata e per il numero delle interruzioni.

Per la regolazione della durata delle interruzioni senza preavviso lunghe, per gli anni 2024 e 2025, per ogni ambito territoriale, il livello di partenza è pari alla media aritmetica dei livelli effettivi dell'indicatore D1 negli anni 2020-2023 per il medesimo ambito territoriale, arrotondata alla seconda cifra decimale.

Per la regolazione del numero delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi, per gli anni 2024 e 2025, per ogni ambito territoriale, il livello di partenza è pari alla media aritmetica dei livelli effettivi dell'indicatore N1 negli anni 2020-2023 per il medesimo ambito territoriale, arrotondata alla terza cifra decimale.

Con data 01/01/2024, data entrata in vigore della nuova Delibera 617/2023/R/eel, SET ha deciso, dandone comunicazione all'Autorità, di non inglobare nei propri indicatori le interruzioni con origine MT o BT attribuibili a cause esterne, sia per la regolazione della durata delle interruzioni senza preavviso lunghe, che per la regolazione del numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi.

ARERA suddivide il territorio in ambiti, sulla base della popolazione del comune rilevata nell'ultimo censimento:

- Bassa Concentrazione fino a 5.000 abitanti;
- Media Concentrazione tra 5.000 e 50.000 abitanti;
- Alta Concentrazione superiore a 50.000 abitanti.

In Figura 9 e Figura 10 sono riportati, per ognuno dei tre ambiti di concentrazione, i tendenziali di riferimento ed i risultati raggiunti per gli indicatori "durata per interruzioni lunghe min/utente BT" e "numero medio interruzioni lunghe + brevi per utente BT".

Dall'andamento dei grafici risulta che SET in relazione agli investimenti in Qualità del servizio effettuati nel corso degli anni ed in relazione alle modalità di manutenzione, esercizio, automazione della rete, ha raggiunto stabilmente dei risultati molto migliori degli standard ARERA in ognuno dei tre ambiti.

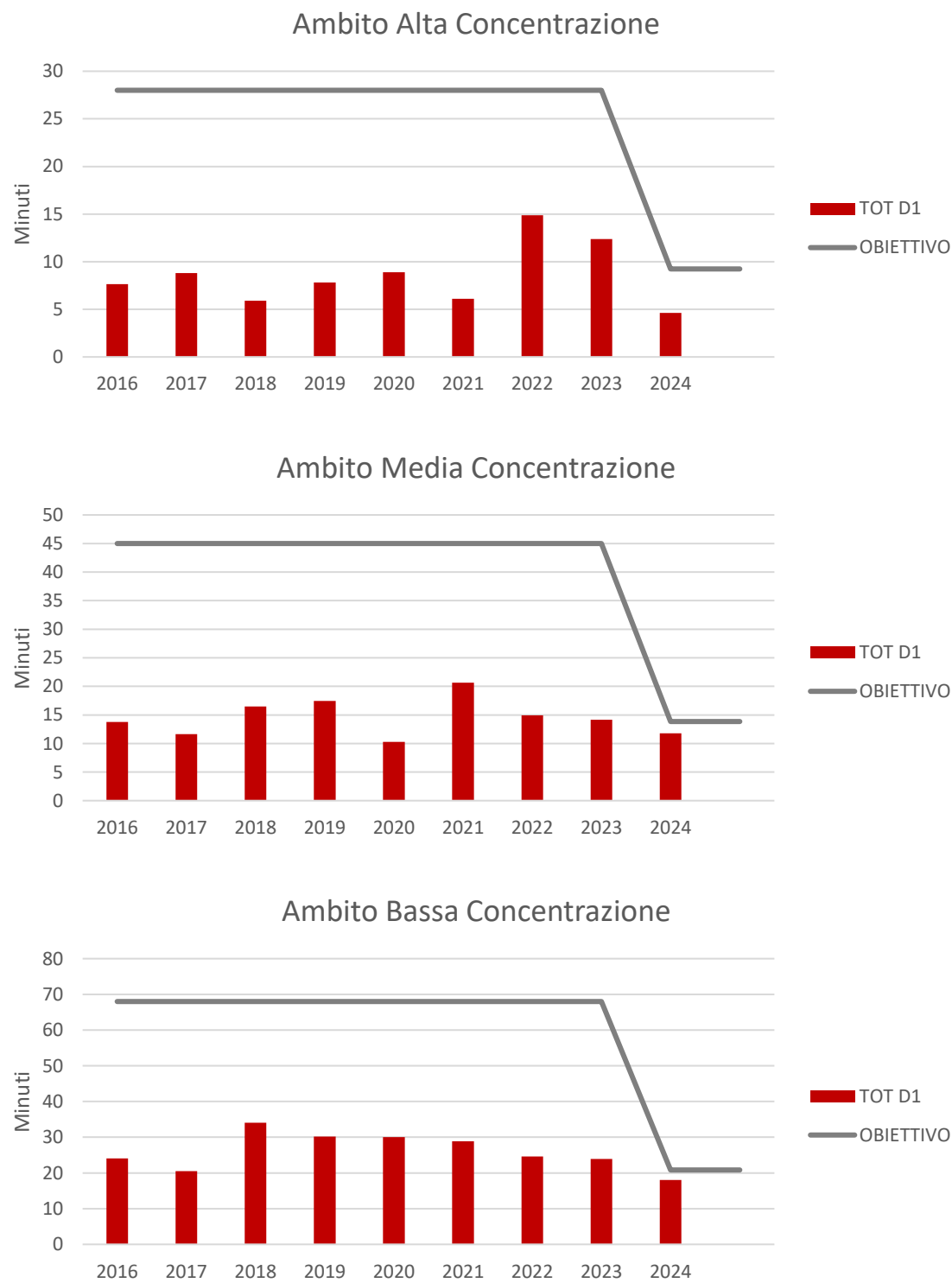


Figura 9 - Indicatore di Durata per ambito

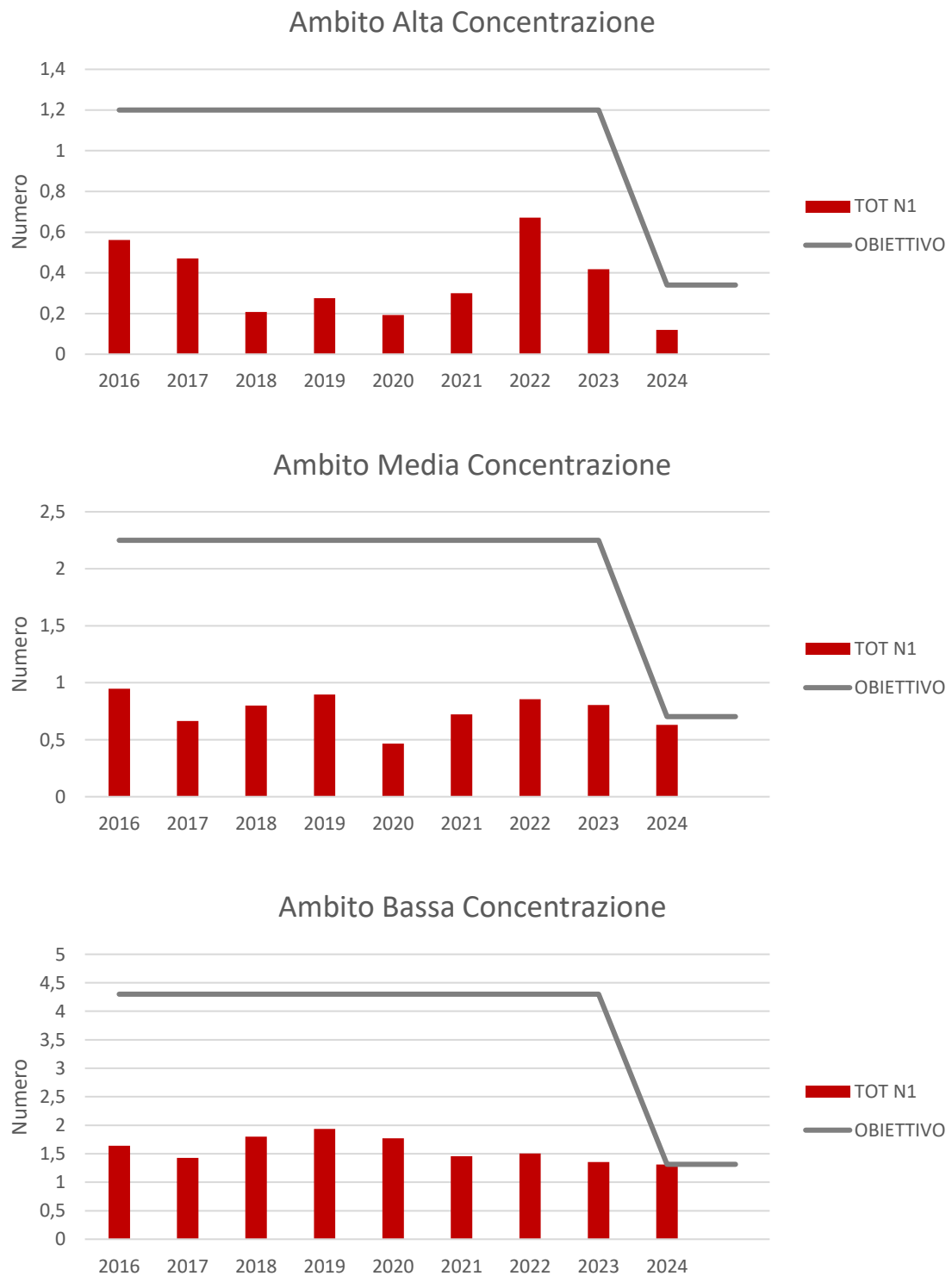


Figura 10 - Indicatore Numero per ambito

6.3 INDICI RESILIENZA RETE

Gli indici di resilienza sono stati calcolati per tutta la rete di SET secondo quanto definito nella Scheda n. 8 del TIQE 2020-2023 e sono rappresentati nella mappa seguente. Sono stati calcolati gli indici per i principali rischi nell'area di competenza SET, in particolare la caduta di piante e manicotti di ghiaccio. Questi indici sono stati mappati sulle aree omogenee delle Comunità Energetiche, pertinenti alle singole Cabine Primarie.

L'indice di rischio (IRI) indica la probabilità che accada un guasto grave che interessa più clienti su una rete elettrica. Si calcola considerando quanto spesso succede e quanti clienti sono coinvolti dall'interruzione. Per calcolarlo si divide il numero di clienti coinvolti nell'interruzione per il tempo medio che passa tra due guasti generati da un evento simile, come la caduta piante o i manicotti generati dalla caduta neve, che danneggiano le linee elettriche aeree.

Al fine di ridurre i rischi legati alla caduta di piante e manicotti durante le nevicate, SET ha da tempo intrapreso la sostituzione delle linee aeree in conduttori nudi, con cavi isolati interrati. Altro aspetto fondamentale è la cura del taglio piante, in particolare nelle aree boschive.

In Figura 11 e Figura 12 è rappresentato l'IRI medio calcolato per area di competenza di cabina primaria con dati 2024.

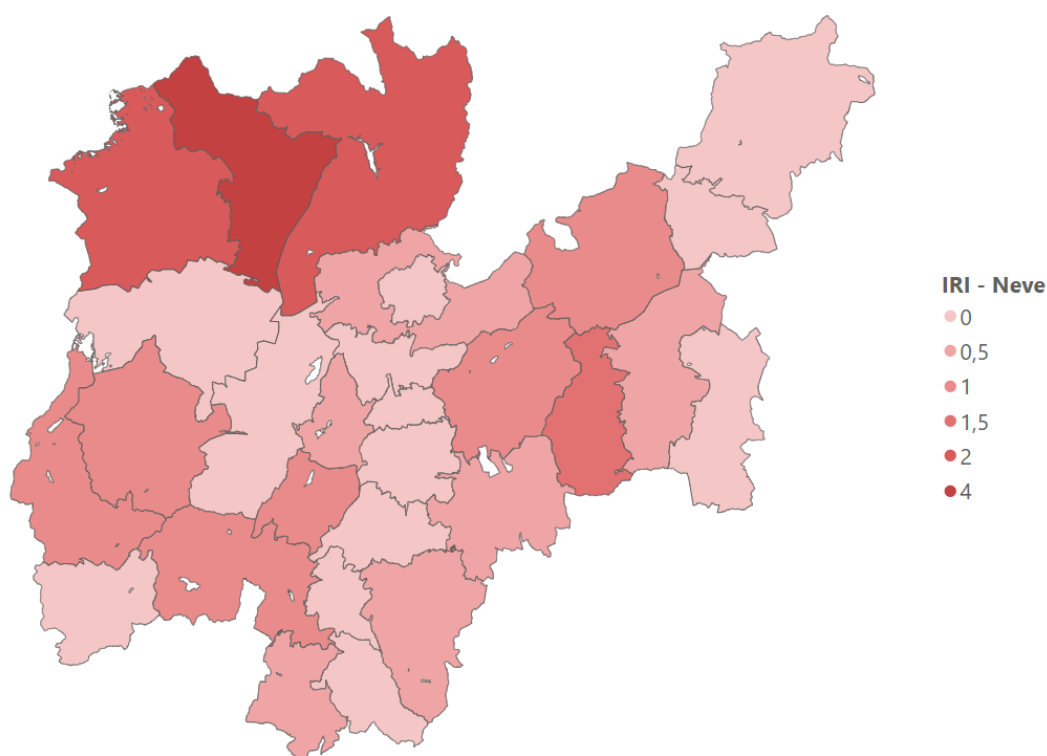


Figura 11 - Indice di rischio medio per area di competenza di cabina primaria per problemi legati alla caduta neve

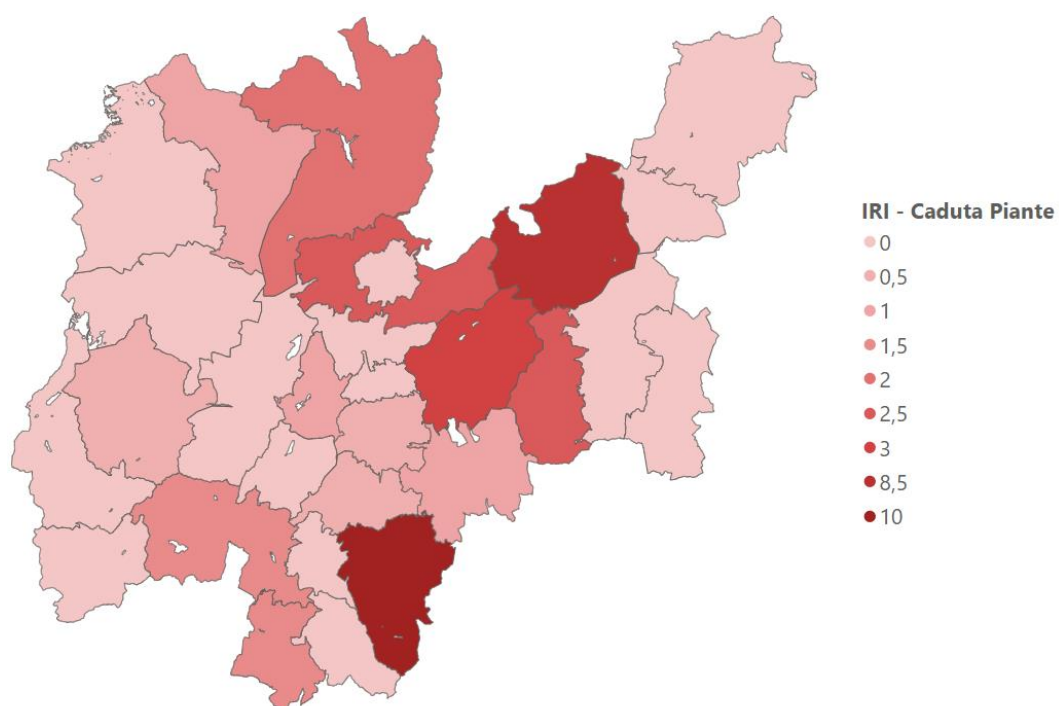


Figura 12 - Indice di rischio medio per area di competenza di cabina primaria per problemi legati alla caduta piante

6.4 BUCHI DI TENSIONE

I buchi di tensione rappresentano un aspetto critico per la qualità del servizio elettrico, in particolare per gli utenti industriali che utilizzano processi produttivi sensibili alle variazioni di tensione. Tali fenomeni possono comportare costi significativi a causa dell'interruzione dei cicli di lavorazione e dei danni ai macchinari. Per comprendere l'impatto dei buchi di tensione, è essenziale non solo analizzarne la tipologia e la profondità, ma anche individuarne le cause. Dai dati raccolti emerge che la maggior parte dei buchi di tensione registrati sulla rete di SET ha origine a livello AT, con un andamento variabile nel corso degli anni, come evidenziato in Figura 13.

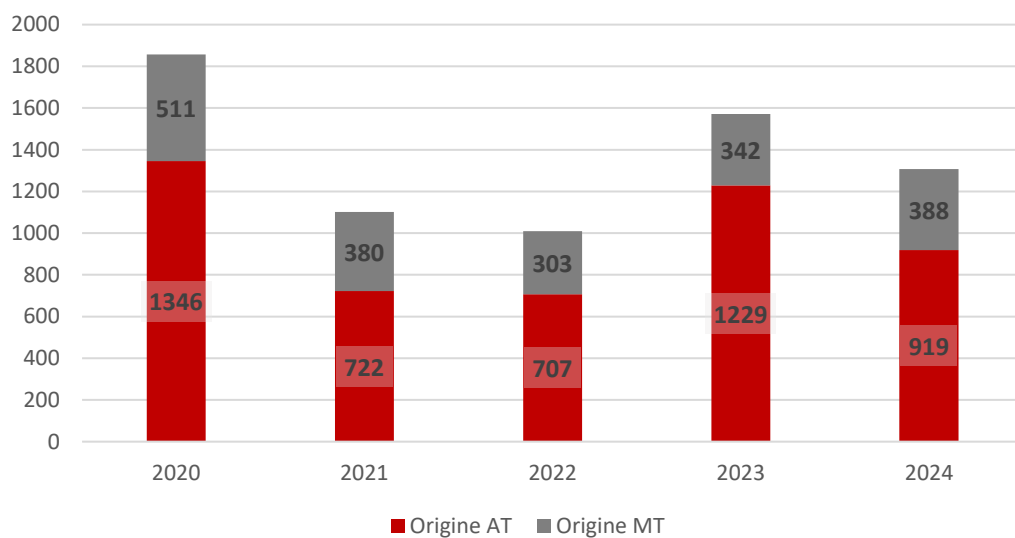


Figura 13 - Andamento storico numero buchi di tensione registrati, suddivisi per origine

La distribuzione territoriale dei buchi di tensione è rappresentata in Figura 14, che evidenzia come la Valsugana sia un'area particolarmente soggetta a questo fenomeno. La ragione principale risiede nella configurazione della rete AT che alimenta gli impianti primari della zona; questi ultimi sono connessi alla rete AT di Terna a 60 kV, caratterizzata da una potenza di corto circuito relativamente limitata. Di conseguenza, in caso di guasto su una linea MT, il relativo buco di tensione non si limita a interessare la semisbarra dell'impianto primario che alimenta la linea, ma si propaga anche alle altre sbarre della rete a 60 kV della Valsugana. Questo fenomeno amplifica l'impatto dei buchi di tensione sull'intero territorio.

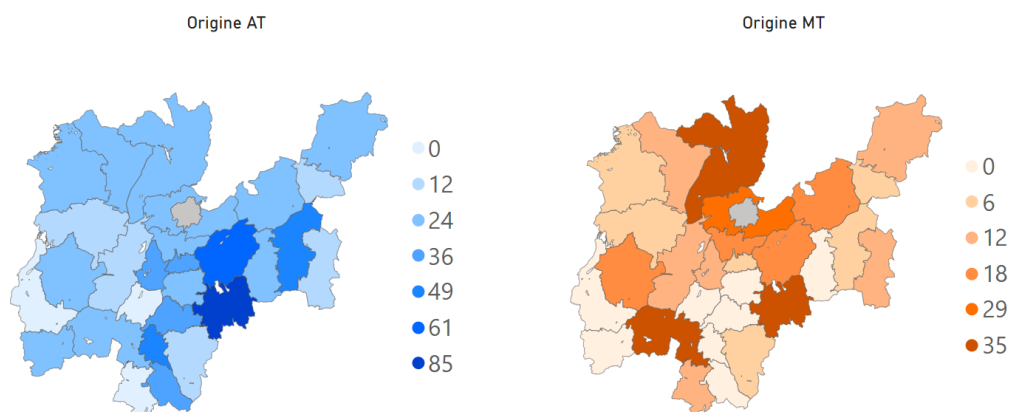


Figura 14 - Numero di buchi di tensione registrati nel 2024 divisi per origine AT e origine MT

6.5 GENERAZIONE DISTRIBUITA

Negli ultimi anni si è registrato un forte aumento del fenomeno della generazione distribuita, dovuto in gran parte all'installazione di impianti fotovoltaici ed idroelettrici, per effetto delle incentivazioni nazionali, alle quali si sono aggiunte incentivazioni locali previste da leggi Provinciali, supportate anche da un sistema bancario cooperativo che ha finanziato tali investimenti.

Dopo un periodo in cui l'installazione di nuova generazione distribuita ha subito una fase di stasi, con un minimo storico raggiunto nel 2016, in risposta agli incentivi nazionali in campo edilizio e alla crescita dei costi energetici legati alla guerra in Ucraina, nel 2022 si è verificata una forte inversione di tendenza che ha portato ad un nuovo record di allacciamenti di impianti di produzione distribuita, registrato nel 2023.

In particolare, nel 2022 sono stati allacciati alla rete elettrica 3.500 nuovi impianti fotovoltaici, nel 2023 si è toccato il valore massimo con 5.676 nuovi impianti e nel 2024 il valore è tornato a calare con l'installazione di 2.868 impianti.

In Figura 15 si riportano i dati storici dell'installazione di impianti fotovoltaici sulla rete di SET, con indicazione del numero di impianti e della potenza complessiva installata.

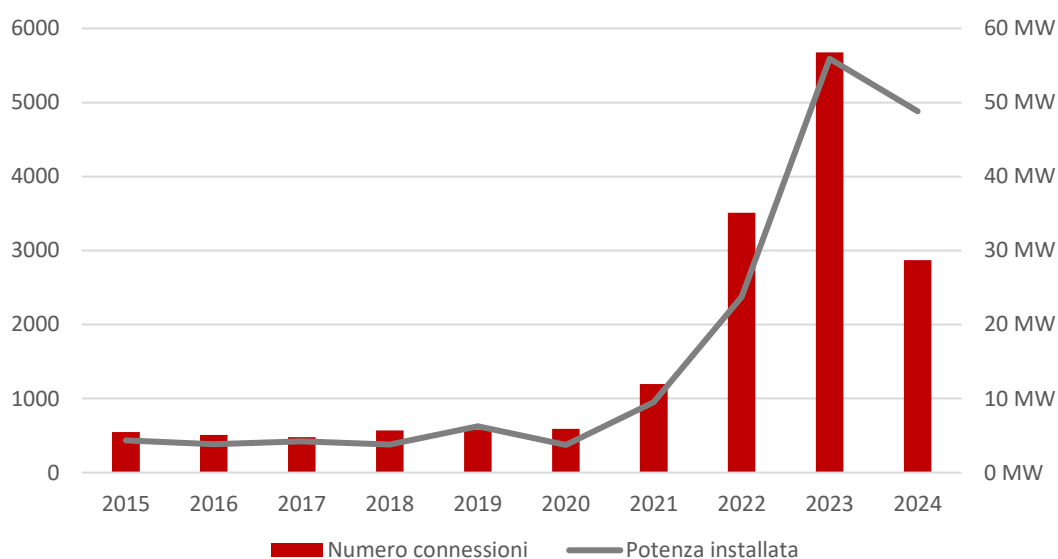


Figura 15 - Numero di connessioni e potenza installata nella rete di SET da parte di impianti fotovoltaici

La maggior parte degli impianti fotovoltaici allacciati alla rete di SET sono di piccola e media potenza. Nel caso degli allacciamenti in BT la potenza media si attesta a circa 7 kW, mentre per gli impianti fotovoltaici allacciati in MT, la potenza media è di circa 200 kW. Questi dati indicano che la generazione distribuita è caratterizzata principalmente da impianti di dimensioni moderate, con una significativa presenza di utenti finali che hanno scelto di installare impianti di piccola taglia per la produzione di energia elettrica a servizio degli usi domestici.

Come si può vedere in Figura 16, nell'ultimo quinquennio la potenza media degli impianti fotovoltaici connessi alla rete di SET è aumentata. Questo aumento ha interessato sia gli impianti connessi in BT che in MT, con una potenza installata media che nel 2024 è risultata rispettivamente il 40% e il 70% maggiore rispetto alla media storica.

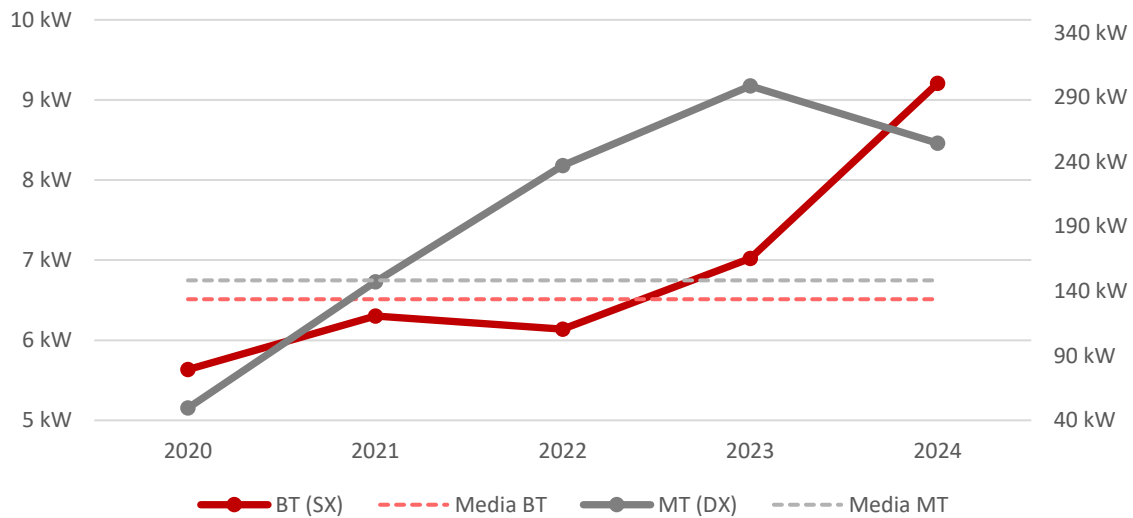


Figura 16 - Potenza media degli impianti PV connessi in media e bassa tensione nel quinquennio 2020-2024 [kW]

A partire dal 2022, si è registrata una notevole crescita sia nel numero di installazioni che nella potenza media dei sistemi di accumulo. I sistemi di accumulo allacciati alla rete di SET sono spesso associati ad impianti fotovoltaici, consentendo agli utenti di immagazzinare l'energia prodotta durante le ore di luce solare per utilizzarla successivamente quando è necessaria. Questa tendenza riflette la crescente consapevolezza dell'utenza riguardo all'importanza dello stoccaggio dell'energia elettrica per ottimizzare l'autoconsumo e migliorare l'efficienza dei sistemi di generazione distribuita.

L'accumulo elettrochimico distribuito potrebbe rappresentare una delle principali fonti di flessibilità presente sulla rete di SET, in uno scenario in cui il distributore abbia accesso diretto alla gestione coordinata di questi sistemi, integrandoli in una strategia di bilanciamento della rete finalizzata ad ottimizzare l'uso delle risorse rinnovabili e a migliorare la stabilità del sistema elettrico.

In Figura 17 si riporta l'andamento relativo al numero di installazioni e alla potenza dei sistemi di accumulo connessi alla rete BT di SET.

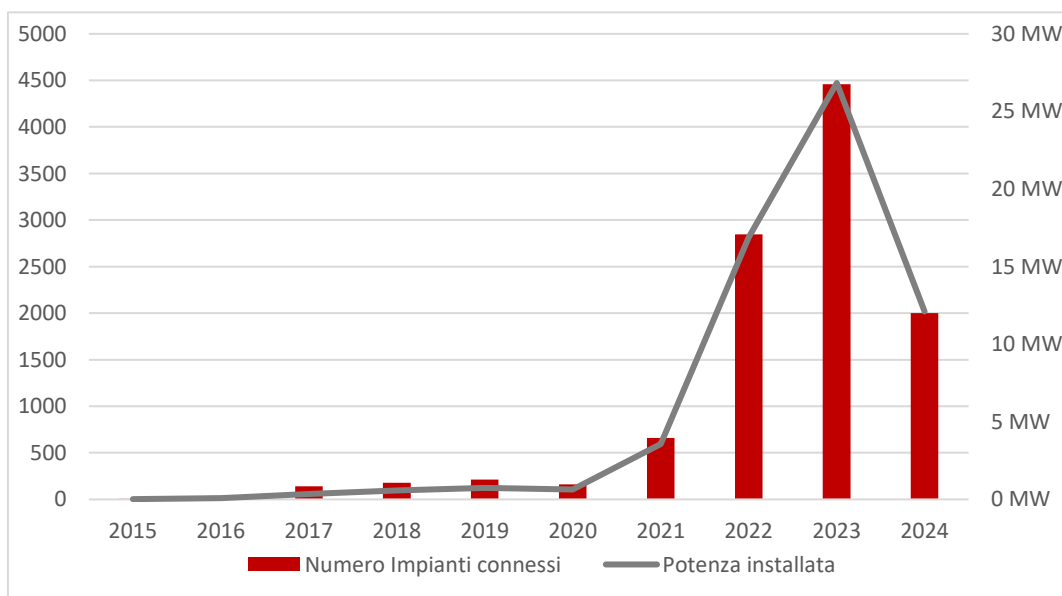


Figura 17 - Report connessione impianti accumulo SET per anno

In Figura 18 si riporta l'andamento della potenza installata relativa alle principali tipologie di generazione distribuita e agli impianti di accumulo allacciati alla rete di SET. Dai dati risulta evidente come negli ultimi anni la tecnologia fotovoltaica sia preponderante rispetto alle altre, in accordo con quanto riportato nel Piano energetico e ambientale provinciale (PEAP).

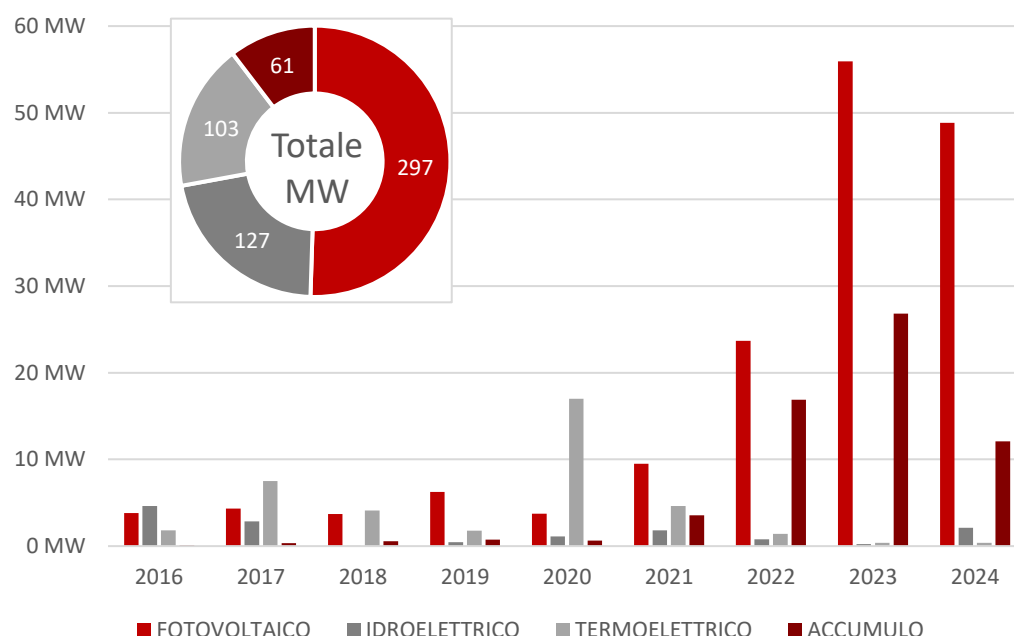


Figura 18 - Potenza attiva installata per anno e per fonte, dettaglio sul totale

Un fenomeno di emergente rilevanza nel panorama energetico è rappresentato dalle comunità energetiche e dall'autoconsumo diffuso. Questo concetto sta guadagnando sempre più interesse in quanto promuove un'evoluzione significativa nella gestione dell'energia elettrica a livello locale e territoriale. Le comunità energetiche consentono a gruppi di utenti di condividere e scambiare energia in modo più efficiente, sfruttando al massimo le risorse energetiche locali, come le fonti rinnovabili. Allo stesso modo, l'autoconsumo diffuso incoraggia gli utenti a produrre e consumare la propria energia, riducendo le perdite per la trasformazione AT/MT.

Queste nuove dinamiche rappresentano una prospettiva interessante per il settore energetico e potrebbero influenzare notevolmente la crescita della generazione distribuita. Tuttavia, al momento risulta difficile stimare correttamente gli effetti delle comunità energetiche sui profili reali di consumo ed immissione in rete.

SET è consapevole dell'importanza di queste tendenze emergenti e ne monitora l'evoluzione, pronta a valutare l'effetto di tali fenomeni sul proprio sistema di distribuzione e ad adottare le misure necessarie per garantire un'efficace integrazione delle comunità energetiche e dell'autoconsumo diffuso, contribuendo così a promuovere una rete più sostenibile e resiliente per il futuro.

6.6 SATURAZIONE DELLA RETE

La rete MT di SET, in assetto standard, è esercita radialmente e strutturata normalmente con dorsali controalimentabili da altra CP o da altra semisbarra o da petali all'interno della stessa semisbarra.

La rilevazione dei flussi di energia attraverso i trasformatori di CP costituisce la base per l'individuazione delle potenziali future criticità. Le proiezioni ottenute per ogni singola CP e per ogni semisbarra, attraverso l'estrapolazione delle serie storiche dei prelievi di potenza, sono integrate con le informazioni disponibili relative alle singole connessioni di particolare rilevanza.

È significativo confrontare le giornate di minimo e massimo carico della rete SET, presentate rispettivamente in Figura 19 e Figura 20, relativamente all'ultimo quinquennio. Da questa analisi emerge chiaramente come l'aumento del contributo della generazione distribuita determini una marcata differenza in termini assoluti tra le curve registrate nei diversi anni.

Per entrambe le giornate, infatti, si ha una diminuzione della potenza assorbita dalla rete nazionale, nelle ore centrali della giornata.

Questo effetto si è accentuato negli ultimi anni, evidenziando il crescente impatto delle fonti distribuite sul bilanciamento della rete. Per quanto riguarda invece il massimo carico, negli ultimi anni non si sono registrati incrementi particolarmente significativi. Tuttavia, considerando i fattori di forte sviluppo del sistema elettrico, questo aspetto rappresenta un tema da monitorare con attenzione per garantire l'adeguatezza della rete nel lungo periodo.

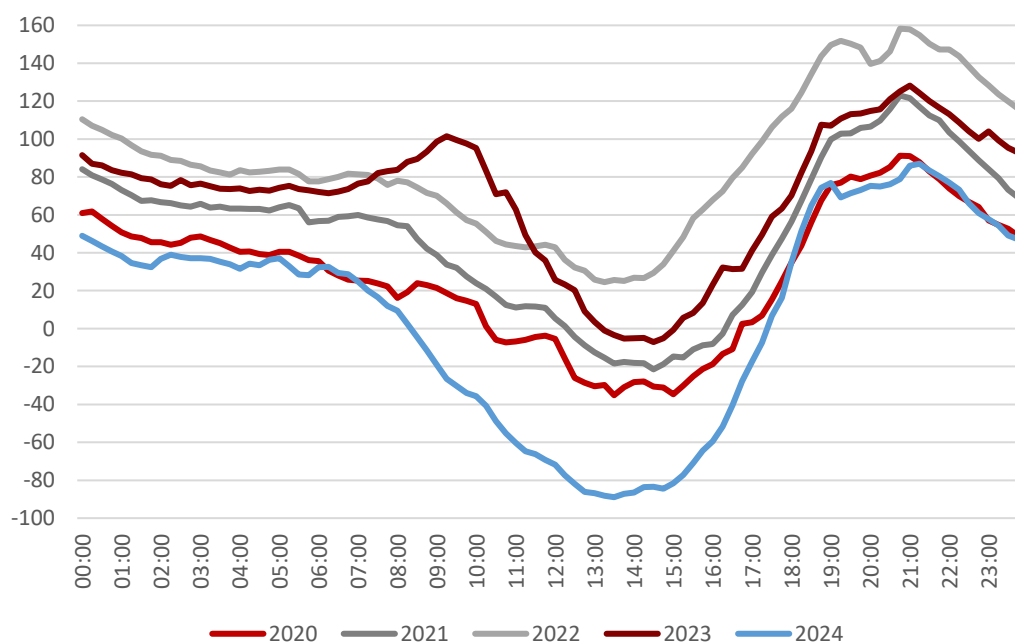


Figura 19 - Potenza complessiva assorbita/erogata della rete di SET nella giornata di minimo carico per il periodo 2020-2024 [MW]

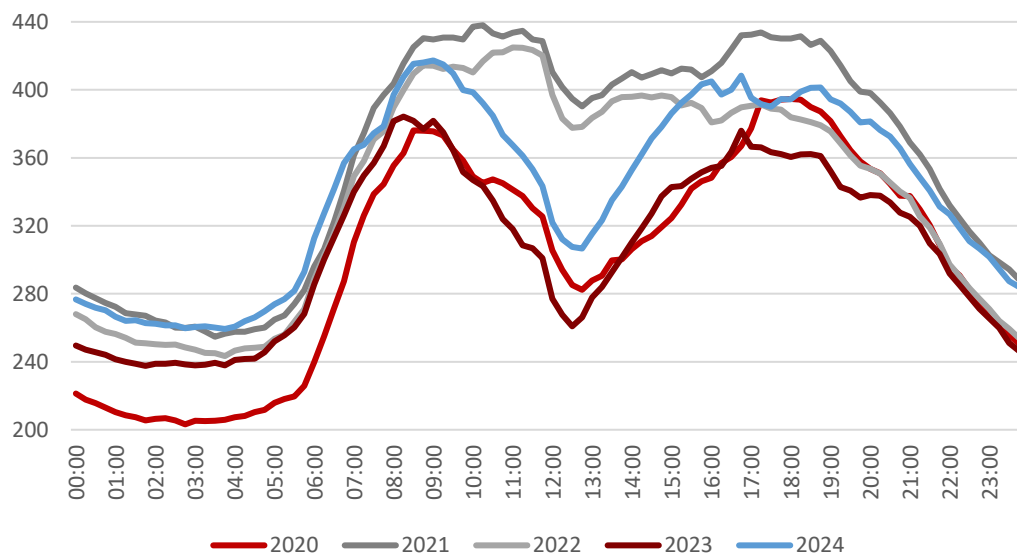


Figura 20 - Potenza complessiva assorbita della rete di SET nella giornata di massimo carico per il periodo 2020-2024 [MW]

In Figura 21 viene evidenziato il grado di saturazione in potenza delle cabine primarie in caso di indisponibilità di uno dei trasformatori AT/MT installati, ovvero in condizione di "n-1". Per gli impianti dotati di un unico trasformatore, invece, si fa riferimento alla saturazione della singola macchina in condizioni standard. La percentuale di saturazione è stata valutata considerando il 95° percentile del massimo carico registrato nel corso del 2024, al fine di rappresentare in modo significativo i livelli di utilizzo effettivo della rete.

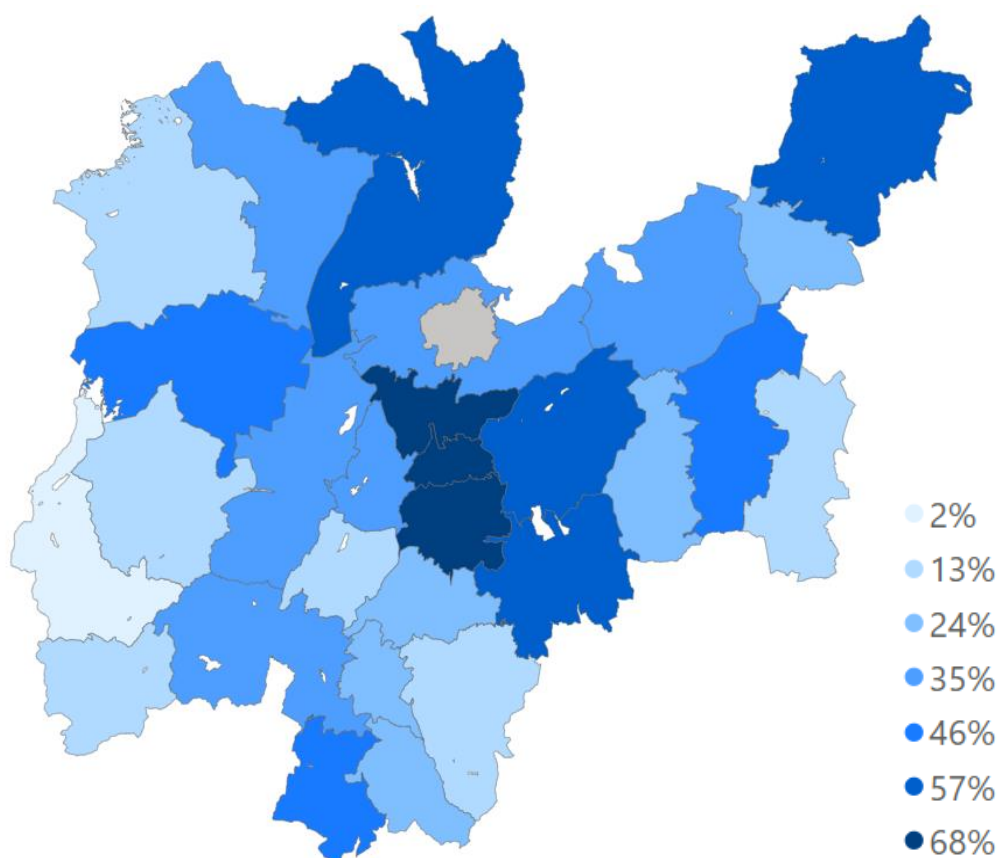


Figura 21 - Percentuale di carico massimo (95° percentile) per le cabine primarie in condizione N-1

I trasformatori AT/MT che nel corso del 2024 hanno presentato inversione di flusso di energia sono stati 12 per almeno l'1% delle ore annue e 23 per almeno il 5% delle ore annue. Con un significativo aumento rispetto agli anni precedenti.

SET, in ottemperanza della Delibera ARERA n. 125/2010 e s.m., trimestralmente verifica le potenziali criticità degli impianti primari, non individuando nessuna "zona rossa" in relazione alle potenze di connessione richieste e alla loro distribuzione sulle reti MT e BT.

La Figura 22 fornisce una rappresentazione dell'impatto della generazione distribuita sulla rete di SET, riportando per ogni area omogenea di Cabina Primaria, il rapporto tra la potenza FER installata a valle della CP e la potenza dei trasformatori AT/MT installati.

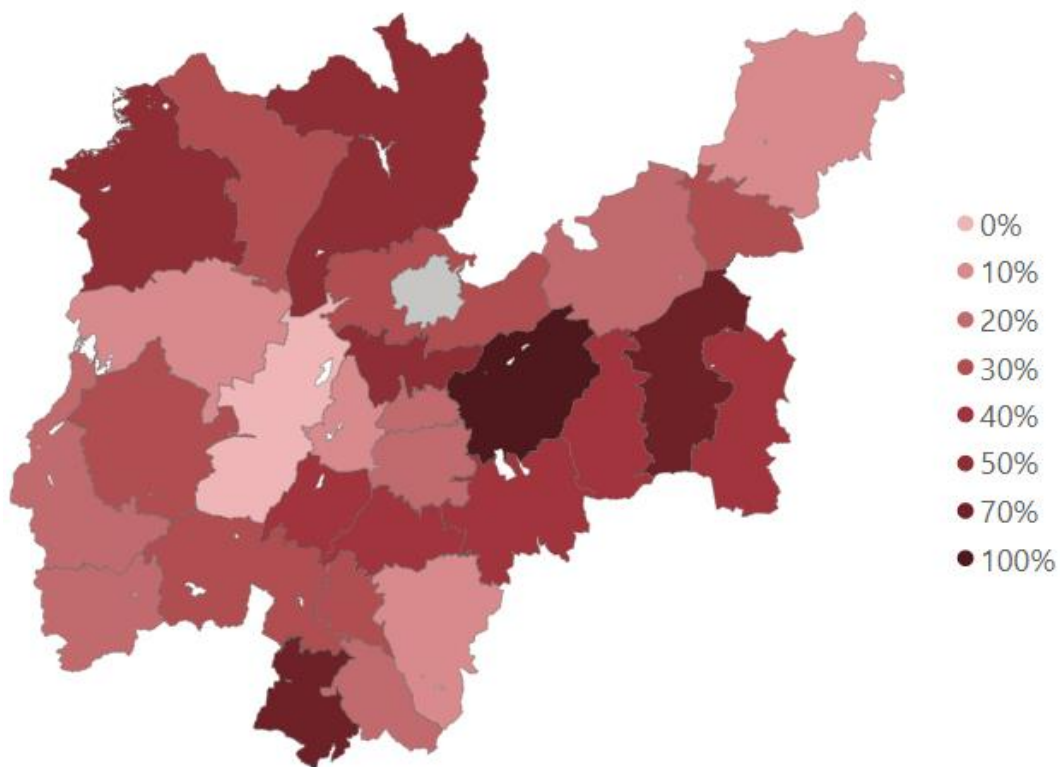


Figura 22 - Rapporto potenza FER installata e potenza di trasformazione di CP

Al fine di analizzare il grado di saturazione della rete MT, sono state effettuate delle simulazioni di load flow basate sul modello di rete attuale. Le simulazioni considerano una giornata primaverile tipica di alta produzione e basso carico e una giornata invernale tipica di bassa produzione e alto carico.

In Figura 23 è presentata qualitativamente la saturazione delle linee, indicata in termini di chilometri di linee MT che superano il 50% della portata nominale. È importante sottolineare come i risultati presentati si riferiscono ad una giornata di riferimento, estiva e invernale, con la rete in condizioni standard di esercizio.

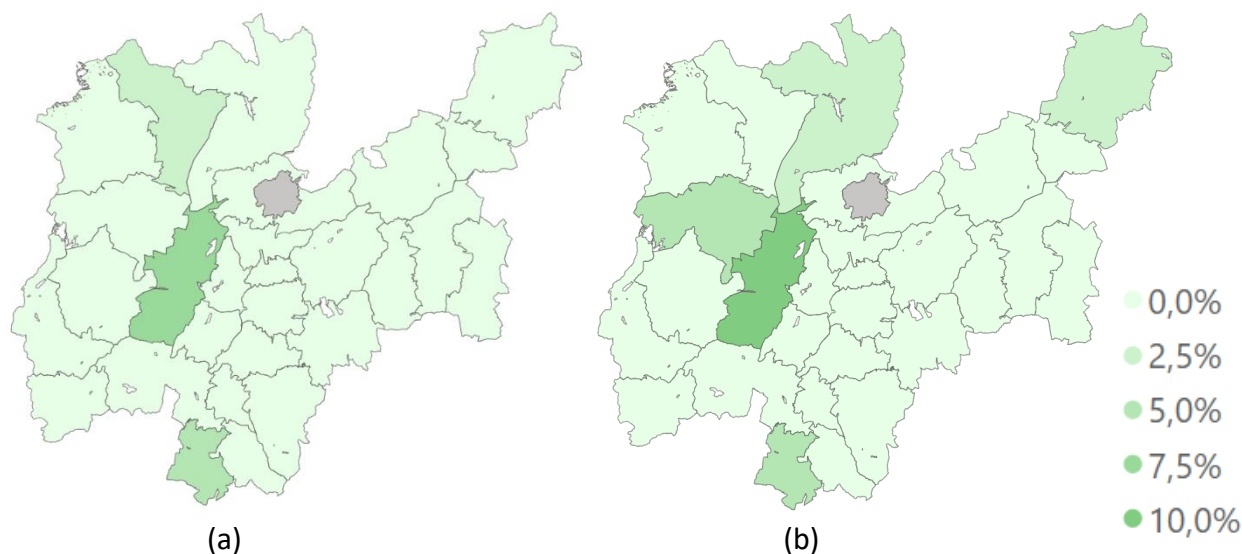


Figura 23 - Chilometri di linee sature ($I > 50\% I_N$), per area di competenza, giornata primaverile (a), giornata invernale (b)

La rete BT negli ultimi anni sta assumendo un ruolo centrale e richiede una sempre maggiore attenzione. Per soddisfare le crescenti richieste di allacciamento, sono stati necessari in particolare potenziamenti delle reti BT e alcune sostituzioni di trasformatori MT/BT. Per analizzare lo stato attuale della rete, in Figura 24 è presentata qualitativamente la percentuale dei trasformatori MT/BT con un grado di saturazione superiore all'80%.

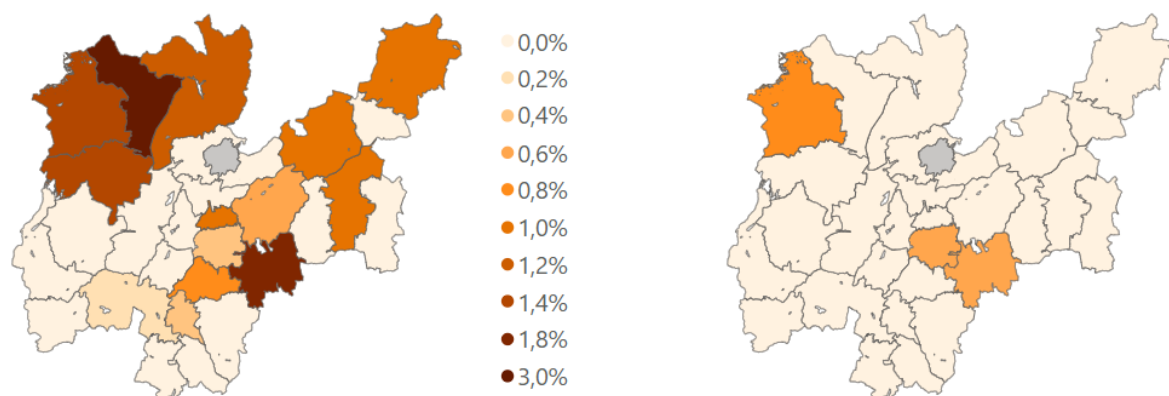


Figura 24 - Percentuale dei trasformatori saturi (saturazione maggiore a 80%) per area di competenza. Giornata invernale a sinistra e primaverile a destra

6.7 TENSIONE DI RETE

Uno degli impatti più significativi sulla rete elettrica dovuto all'importante crescita della generazione distribuita è stato l'incremento della variazione dei profili di tensione, in particolare sugli impianti di bassa tensione.

Per definire le zone più critiche dal punto di vista della tensione, SET ha svolto un'analisi per individuare i nodi che registrano valori massimi e minimi elevati o che sono caratterizzati da una maggiore variazione di tensione.

Nelle prossime figure si presentano i risultati delle simulazioni riferite ad una giornata tipicamente invernale ad alto carico ed una a basso carico ed alta generazione primaverile. Tra tutte le tensioni registrate nelle simulazioni svolte per le due giornate, si sono individuati i picchi massimi e minimi di tensione e il valore relativo alla variazione di tensione.

In Figura 25 e Figura 26 si riportano le percentuali di nodi MT che risultano più significativi a livello di sovra o sotto tensione, individuati rispettivamente come i nodi con tensione superiore al 105% della nominale o inferiore al 95% della nominale.

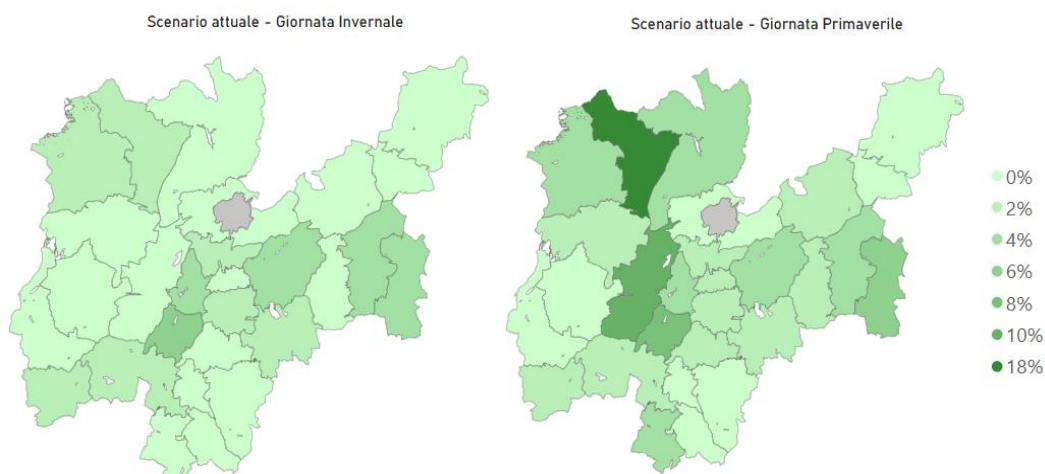


Figura 25 - Percentuale di nodi MT che superano del 5% la tensione nominale nello scenario attuale

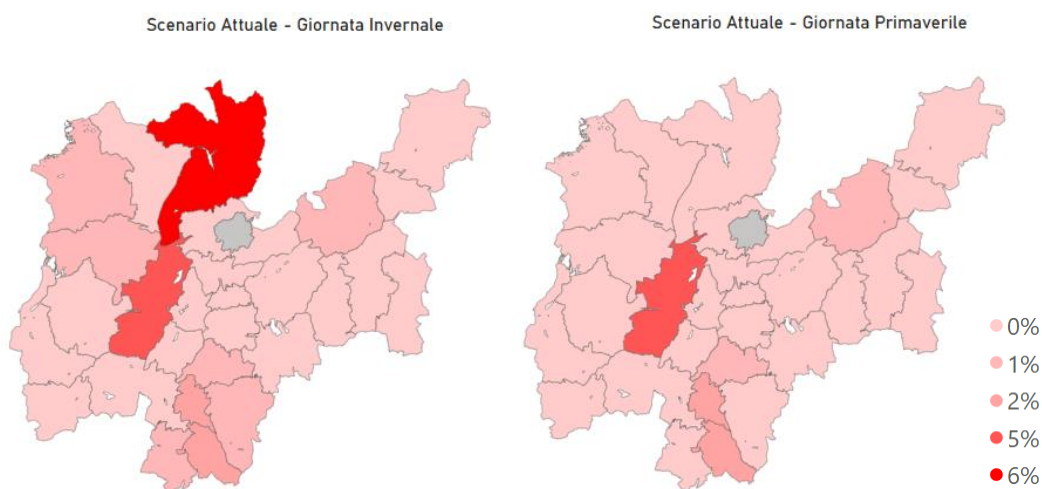


Figura 26 - Percentuale di nodi MT con caduta di tensione maggiore al 5%

In Figura 27 si riporta la variazione di tensione, ricavata come differenza tra i valori di massima e minima tensione risultati dalle simulazioni nelle due giornate di riferimento. Si rappresenta la concentrazione dei nodi che hanno registrato una variazione di tensione superiore al 7%. Le analisi fanno riferimento ai nodi MT, pertanto è necessario considerare che la variazione di tensione risulta superiore sulla rete BT.

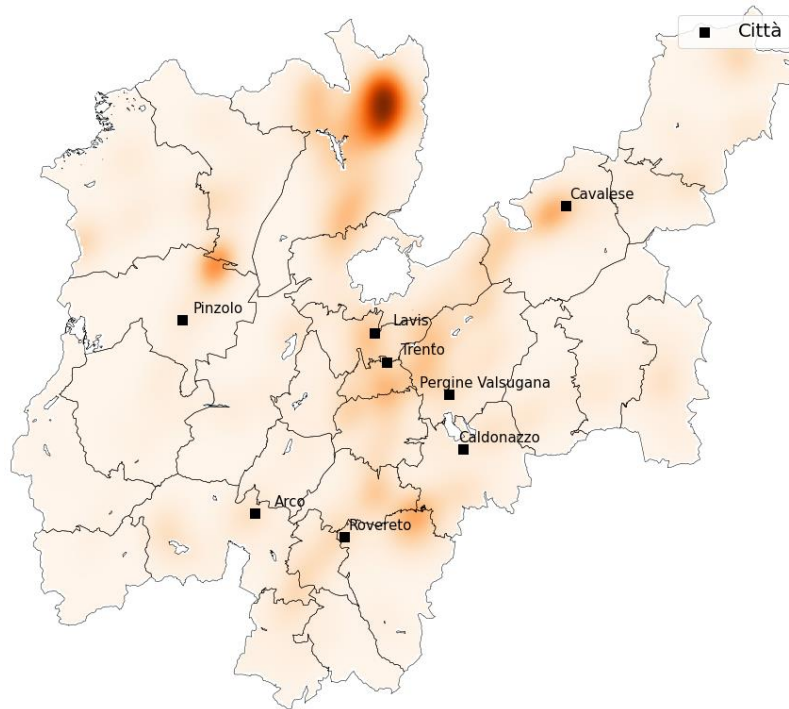


Figura 27 - Distribuzione dei nodi MT con variazione di tensione maggiore del 7%

6.8 PERDITE DI RETE

Al fine di ridurre le perdite tecniche nella rete, SET ricorre alle seguenti azioni:

- Aumento della sezione dei conduttori;
- Contenimento della lunghezza media delle linee MT, con la costruzione di nuovi impianti primari e nuove uscite MT da impianti primari esistenti;
- Ottimizzazione degli assetti rete MT con load flow periodici dedicati;
- Utilizzo di trasformatori a basse perdite;
- Compensazione reattiva delle reti MT.

Dal punto di vista delle perdite “commerciali”, l'utilizzo del sistema di telegestione abbinato al contatore elettronico ha portato ad una maggiore efficacia e puntualità nei controlli sui bilanci di energia, consentendo un miglior contrasto delle frodi, fenomeno comunque molto limitato nel territorio gestito da SET.

Le perdite di energia sulla rete elettrica SET, calcolate per l'anno 2024, sono pari al 2,28%, in linea con i dati relativi agli anni precedenti. Le perdite fisiche riportate sono state calcolate come differenza tra l'energia totale immessa in rete nell'anno 2024 (Cabine Primarie, punti di interconnessione con altri distributori, immissioni da produttori connessi alla nostra rete) e l'energia totale prelevata dalla rete nel 2024 (Cabine Primarie, punti di interconnessione con altri distributori, utenti finali). A tali energie non sono stati applicati coefficienti di perdita standard o di altra natura e i dati di misura utilizzati sono derivati dai misuratori installati su rete SET e sono, nella quasi totalità, dati di misura certi (le stime riguardano un numero marginale di misure in bassa tensione). Nelle perdite di rete sono ricomprese sia le perdite di tipo tecnico che le perdite di tipo commerciale.

6.9 IMMISSIONI E PRELIEVI DI ENERGIA REATTIVA

Per raggiungere standard elevati di qualità del servizio ed incrementare la resilienza delle proprie reti, SET ha intrapreso da tempo una campagna di sostituzione delle linee in conduttori nudi con linee in cavo interrato o cavo aereo.

Questa soluzione progettuale contribuisce ad aumentare la capacità della rete e quindi, nel caso di SET, l'energia reattiva immessa nella rete di trasmissione nazionale (RTN), in particolare nelle ore di basso carico.

Poiché tali immissioni costituiscono un aggravio nella gestione dei profili di tensione della rete AT, sono stati avviati appositi studi, in coordinamento con Terna, volti a valutare gli impatti di queste immissioni sul profilo di tensione AT. Dalle analisi effettuate si è dimostrato il trascurabile impatto di queste immissioni di reattiva sulla rete AT.

SET ha effettuato diverse analisi al fine di identificare le migliori soluzioni tecnologiche da adottare per effettuare un'efficace compensazione del fenomeno.

Gli interventi che SET sta pianificando sulla propria rete per ridurre e controllare l'immissione di energia reattiva verso la RTN sono:

- Compensazione distribuita lungo le linee MT, principalmente tramite reattanze installate sul lato BT o MT in cabina secondaria;
- Compensazione in cabina primaria lato MT;
- Sensibilizzazione continua degli Utenti MT e dei DSO sottesi

In Figura 28 si riporta la distribuzione per area di pertinenza di cabina primaria dell'energia immessa verso la rete di alta tensione in fascia F3 nell'anno 2024.

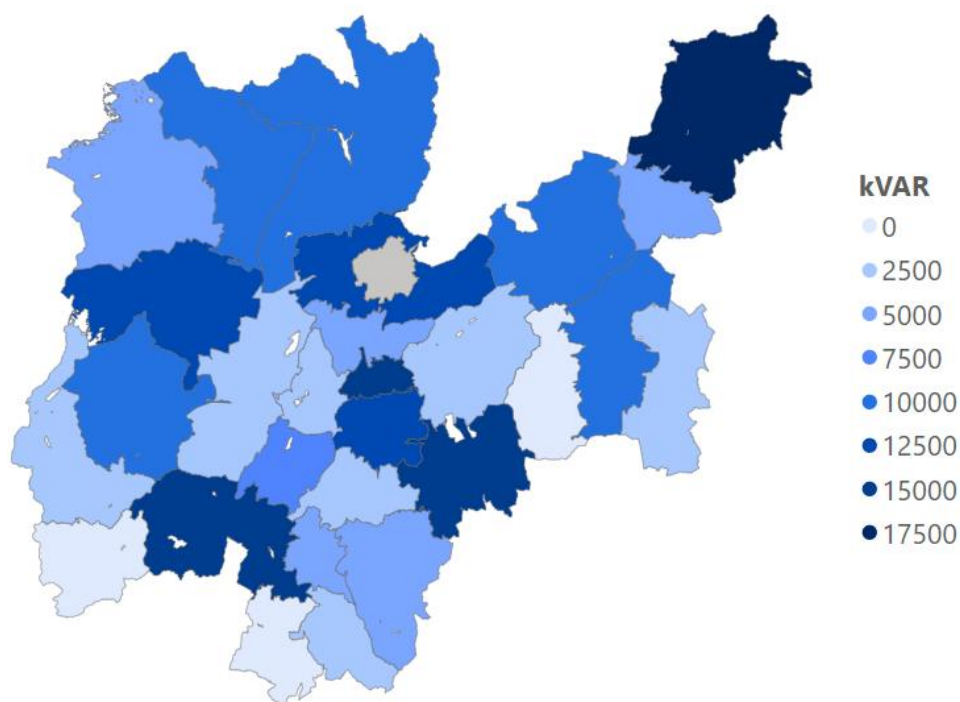


Figura 28 - Rappresentazione territoriale delle immissioni di reattiva in fascia F3

SET ha fatto una scelta strategica volta a garantire un'efficace compensazione distribuita della capacità della propria rete MT. Questa decisione ha lo scopo di coniugare le esigenze tecniche con una visione di beneficio complessivo per l'intero sistema elettrico. A fine 2024 risulta installata una potenza complessiva di compensazione di 27 MVar, di cui il 70% circa installata in BT.

In Figura 29 si fornisce una rappresentazione territoriale della potenza di compensazione distribuita installata a fine 2024.

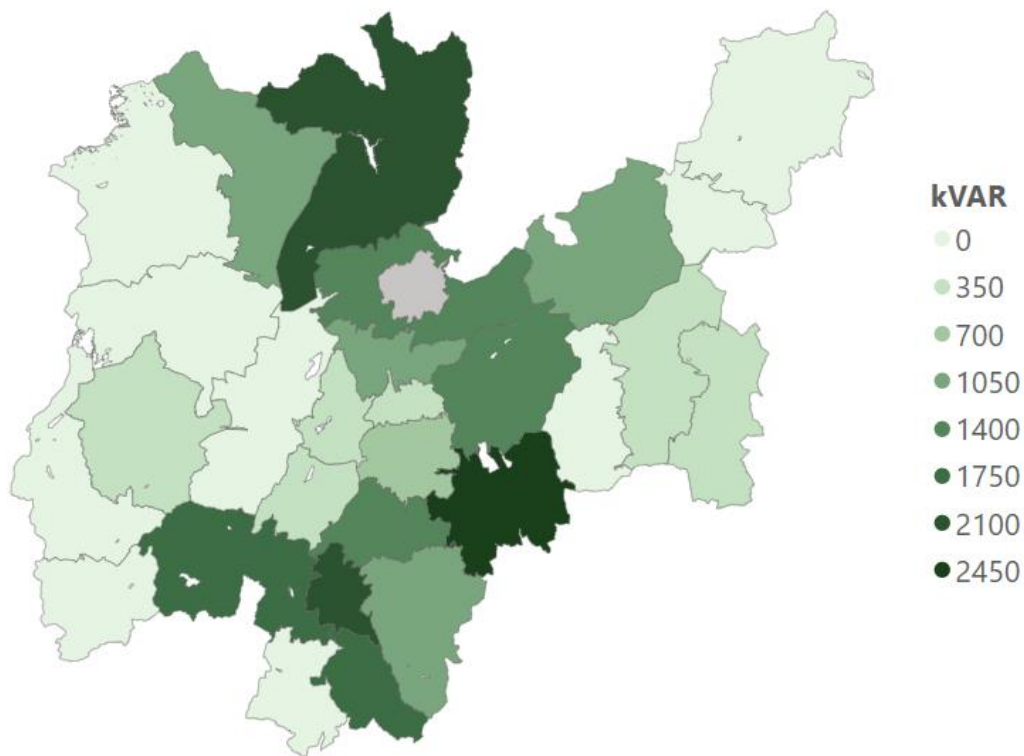


Figura 29 - Distribuzione territoriale della potenza di compensazione reattiva installata da SET a fine 2024

6.10 STATO IMPLEMENTAZIONE SMART DISTRIBUTION SYSTEM

SET ha già avviato un percorso di evoluzione della propria rete di distribuzione verso un modello più intelligente e automatizzato, introducendo progressivamente tecnologie avanzate per il monitoraggio, la gestione e l'ottimizzazione della rete elettrica. Attualmente, lo Smart Distribution System di SET si basa su una combinazione di infrastrutture di telecontrollo, automazione e comunicazione che permettono di migliorare l'affidabilità e l'efficienza del servizio.

Uno degli elementi chiave già implementati è il sistema SCADA, che raccoglie e gestisce dati in tempo reale dagli apparati di campo, consentendo il monitoraggio continuo della rete e la gestione da remoto di alcuni dispositivi critici. Un ulteriore elemento, in fase di implementazione, è un sistema di simulazione con funzione di Digital Twin, orientato all'attività di analisi di rete. Lo strumento sarà allineato allo stato della rete sia per quanto riguarda la topologia che le misure e fornirà supporto alla pianificazione e all'analisi di esercizio.

SET ha completato il passaggio alla fibra ottica per gli impianti primari e sta utilizzando la rete 4G con protocollo IEC 104 per il controllo remoto di molteplici apparati, garantendo maggiore velocità e affidabilità nella trasmissione delle informazioni.

Un altro ambito già consolidato è l'implementazione del protocollo IEC 61850, che garantisce l'interoperabilità tra diversi dispositivi di rete e consente lo sviluppo di logiche di automazione avanzate tra cabine primarie e secondarie.

Attualmente, SET sta completando l'installazione di pannelli DV7023 sui montanti delle linee MT in cabina primaria per migliorare l'integrazione delle funzionalità di protezione e automazione.

Per garantire una maggiore flessibilità e affidabilità nella gestione della tensione MT, sono stati installati dispositivi di protezione avanzata come il DV7500, che oltre a svolgere funzioni di protezione e misura sui trasformatori AT/MT, consente l'automazione della regolazione della tensione MT in base alle condizioni della rete.

SET esegue l'identificazione puntuale delle cabine da telecomandare, utilizzando interruttori MT, smart terminal e RGDM, che consentono l'implementazione di logiche di automazione avanzate per l'individuazione e l'isolamento dei guasti.

La Delibera 540/21/R/eel ha previsto che ogni produttore con potenza nominale superiore a 1 MW per singola fonte, installi un Controllore Centrale di Impianto (di seguito CCI) sul punto di fornitura per permettere al DSO di acquisire la Potenza Attiva e Reattiva scambiate sul punto di connessione e la Potenza Attiva prodotta dalla singola fonte. Le misure acquisite vengono inviate a Terna ogni 4 secondi. A fine 2024 risultano 49 CCI attivati sulla rete di SET, di cui 45 relativi ad impianti già esistenti al momento di pubblicazione della delibera e 4 ad impianti nuovi.

Complessivamente, il livello di sviluppo dello Smart Distribution System di SET è già significativo, con una rete dotata di tecnologie avanzate di monitoraggio e automazione.

6.11 STATO IMPLEMENTAZIONE SERVIZI DI FLESSIBILITÀ DI RETE

La crescente complessità del sistema elettrico e la transizione verso fonti di energia rinnovabile stanno generando nuove sfide per la gestione delle reti di distribuzione. In questo contesto, l'adozione di servizi di flessibilità di rete sta emergendo come una possibile soluzione per garantire l'affidabilità e l'efficienza delle reti di distribuzione di energia elettrica.

Attualmente, SET non ha ancora implementato servizi di flessibilità sulla propria rete di distribuzione, ma sta monitorando con attenzione l'evoluzione di questo ambito per valutarne le possibili applicazioni e i potenziali benefici.

SET sta attualmente esaminando i potenziali benefici dell'adozione di servizi di flessibilità di rete nella gestione della propria rete di distribuzione. SET sta identificando gli strumenti di analisi e calcolo necessari per valutare la fattibilità di queste soluzioni, analizzando le normative di riferimento e monitorando gli sviluppi relativi agli strumenti di mercato che potrebbero regolamentarne l'approvvigionamento. Questo processo di valutazione è fondamentale per garantire che, qualora i servizi di flessibilità venissero adottati, siano integrati in modo efficace e coerente con le esigenze della rete di distribuzione e con il quadro regolatorio in evoluzione.

7 SCENARI DI EVOLUZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO

In questo capitolo sono approfonditi i principali documenti che costituiscono la letteratura di base utilizzata nella definizione degli scenari di riferimento del PdS di SET. Questi documenti delineano gli scenari energetici previsti per i prossimi anni e forniscono il riferimento per le elaborazioni e le analisi sviluppate nei capitoli successivi. In particolare, tali scenari sono stati utilizzati per individuare i driver che influenzeranno l'andamento del carico elettrico nel prossimo futuro e per valutare il loro impatto sul sistema elettrico.

Il primo documento analizzato è il Documento degli Scenari 2024 (DDS 2024), sviluppato da Terna e Snam, che presenta le previsioni sull'evoluzione del sistema elettrico nazionale nei prossimi anni. Il secondo è il Piano Energetico Ambientale Provinciale (PEAP), redatto nel 2021, che offre una prospettiva più specifica e contestualizzata al livello provinciale. Dato che il PEAP, ovvero il principale strumento di riferimento per la definizione degli scenari, ha come anno orizzonte il 2030, anche nella definizione dei propri scenari SET si è allineata a tale orizzonte, estendendo quindi l'anno scenario del piano dal 2029 al 2030.

7.1 SCENARI NAZIONALI

Il DDS 2024 rappresenta il risultato dello studio condotto da Snam e Terna in conformità alle delibere 654/2017/R/eel e 689/2017/R/gas e gioca un ruolo chiave nella definizione degli scenari di riferimento necessari alla predisposizione dei Piani di Sviluppo delle reti di trasmissione e distribuzione.

L'obiettivo principale di Snam e Terna, attraverso la redazione del DDS 2024, è quello di delineare una visione coerente e strutturata delle possibili evoluzioni del sistema energetico italiano, integrando le competenze specifiche di entrambi gli operatori. Questa collaborazione risulta essenziale in un contesto in cui l'interazione tra il settore elettrico e quello del gas è sempre più complessa e strategica per il processo di transizione energetica.

Il DDS 2024 si basa sugli scenari sviluppati da ENTSO-E e ENTSG, le associazioni europee che coordinano rispettivamente le reti di trasmissione dell'energia elettrica e del gas. Inoltre, integra le più recenti indicazioni normative del governo, tra cui il testo definitivo del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC).

Il PNIEC stabilisce gli obiettivi nazionali al 2030 relativi all'efficienza energetica, all'uso delle fonti rinnovabili e alla riduzione delle emissioni di CO₂, oltre a definire obiettivi strategici in tema di sicurezza energetica, interconnessioni, mercato unico dell'energia, competitività, sviluppo sostenibile e mobilità, delineando misure specifiche per il loro raggiungimento.

In conformità con le linee guida fornite da ARERA, con gli scenari del PNIEC e quelli elaborati dagli ENTSOs, Snam e Terna hanno sviluppato differenti scenari.

Per l'anno orizzonte 2030 vengono considerati i seguenti scenari:

- **Scenario PNIEC Policy**, coerente con il PNIEC pubblicato a giugno 2024, che allinea l'Italia agli obiettivi di "Fit-for-55" e "RepowerEU";
- **Scenario PNIEC Slow**, rappresentativo di una transizione più lenta rispetto agli scenari di policy, valutato al fine di comprendere l'impatto delle infrastrutture pianificate in scenari differenti.

Sull'orizzonte temporale 2035 e 2040 sono stati sviluppati tre differenti scenari:

- Scenario PNIEC Slow, uno scenario Late Transition in continuità con quello del 2030;
- Scenario Global Ambition Italia (GA-IT): privilegia la decarbonizzazione tramite idrogeno, biocarburanti ed e-liquidi. La generazione rinnovabile cresce, ma meno rispetto allo scenario DE-IT, con una diversificazione dei vettori energetici nei trasporti e nel settore civile;

- Scenario Distributed Energy Italia (DE-IT): punta sull'elettrificazione diffusa nei settori civile, industriale e dei trasporti, massimizzando l'uso di solare ed eolico con sistemi di accumulo e gestione dell'overgeneration. L'idrogeno è limitato ai settori hard-to-abate.

In questo PdS ci si è concentrati sul contenuto dello **Scenario PNIEC Policy 2030** che tiene conto delle variazioni nel quadro macroeconomico, nella domanda di energia elettrica e gas, nell'integrazione delle fonti rinnovabili e nell'introduzione di nuove tecnologie come la cattura e stoccaggio della CO₂.

Focalizzando l'attenzione sugli scenari del sistema elettrico, la crescita della domanda elettrica è prevalentemente trainata dal processo di elettrificazione che interessa soprattutto il settore dei trasporti e il settore civile.

Questo aumento è principalmente attribuibile alla diffusione dei veicoli elettrici nel settore dei trasporti e all'adozione delle pompe di calore (PDC) sia nel settore residenziale che in quello dei servizi.

7.2 PIANO ENERGETICO AMBIENTALE PROVINCIALE 2021-2030

Il PEAP rappresenta lo strumento di programmazione della Provincia Autonoma di Trento in materia di energia, come previsto dall'art. 2 della Legge provinciale 4 ottobre 2012, n. 20. Il suo ruolo è strategico, poiché delinea le linee guida per la decarbonizzazione del territorio provinciale e definisce le strategie prioritarie per raggiungere questo obiettivo. I piani settoriali provinciali tengono conto delle indicazioni del PEAP, integrandole con azioni specifiche nei rispettivi ambiti di competenza.

Il documento è il risultato di oltre due anni di lavoro coordinato dall'Agenzia Provinciale per le Risorse Idriche e l'Energia (APRIE), con il contributo di istituzioni di ricerca come l'Università di Trento, la Fondazione Bruno Kessler e la Fondazione Edmund Mach. Il PEAP 21-30 è un piano complesso, che tiene conto delle tendenze tecnologiche e socioeconomiche per delineare un modello energetico sostenibile per il Trentino al 2030. Questo modello punta a una riduzione delle emissioni attraverso un mix di soluzioni innovative e l'ottimizzazione delle tecnologie già esistenti.

Il piano definisce un insieme di strategie e interventi prioritari per il territorio trentino, identificando le azioni più efficaci per ridurre l'impatto ambientale. Tuttavia, queste non rappresentano le uniche pratiche virtuose perseguibili: il PEAP mantiene un'impostazione flessibile, capace di adattarsi all'evoluzione tecnologica e di favorire anche iniziative sperimentali che contribuiscano alla riduzione delle emissioni.

In particolare il PEAP pone il proprio focus su aspetti quali la riqualificazione energetica degli edifici residenziali, la penetrazione delle pompe di calore per il riscaldamento e per acqua sanitaria, il programma di efficientamento del patrimonio della Provincia autonoma di Trento, lo scenario di riduzione delle emissioni del comparto industriale, la riduzione di consumi del settore trasporti, la valorizzazione energetica della biomassa legnosa e del potenziale biogas e gli scenari di produzione da fonte rinnovabile.

Per quanto riguarda il settore trasporti, il PEAP punta a sostenere la transizione verso una mobilità più sostenibile, con un focus sulla riduzione delle emissioni climalteranti legate ai motori endotermici. Le strategie delineate si sviluppano su due direttrici principali:

- Riduzione della necessità di trasporto con mezzi a combustione interna, incentivando gli spostamenti di breve distanza tramite ciclopedità e promuovendo soluzioni tecnologiche come il lavoro da remoto;
- Miglioramento dell'efficienza dei mezzi, con particolare attenzione alla mobilità privata e indicazioni strategiche per il settore del trasporto pubblico.

In questo contesto la mobilità elettrica ricopre un ruolo chiave e, per il PEAP, le azioni sono da concentrare su tre obiettivi:

- Incremento delle biciclette elettriche;
- Incremento dei veicoli a trazione elettrica;
- Incremento delle infrastrutture di ricarica.

7.3 SCENARI DI SVILUPPO DEI CONSUMI

L'energia distribuita dalla rete di SET nel 2024 è stata di 2.055 GWh, in linea con i 2.058 GWh del 2023. Si riporta l'andamento storico di questo valore in Figura 30, diviso per energia distribuita in bassa e media tensione. È importante notare come l'energia riportata nel grafico non corrisponde all'energia consumata dagli utenti finali, in quanto non tiene in considerazione l'energia autoconsumata dagli utenti dotati di impianti di produzione. L'energia assorbita dai carichi, corrispondente al fabbisogno elettrico, è quindi maggiore di quella riportata in figura.

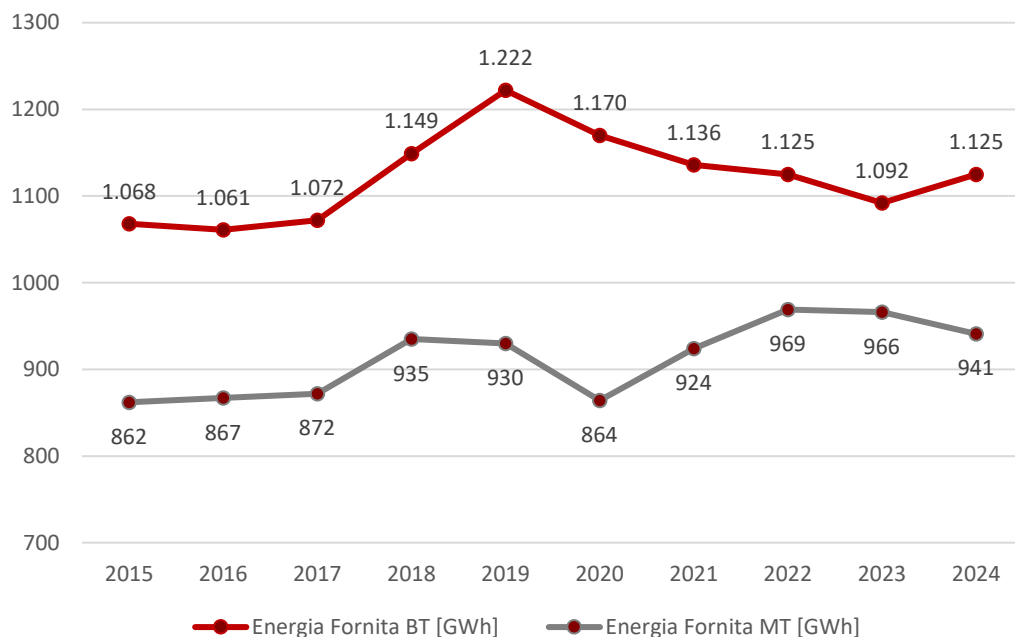


Figura 30 - Storico dell'energia fornita dalla rete di SET in bassa e media tensione [GWh]

Nel contesto della crescente domanda di energia elettrica, è fondamentale considerare le diverse componenti che la determinano. Il fabbisogno complessivo dipende da molteplici fattori, tra cui ha un ruolo centrale l'elettificazione dei consumi finali. Questo processo sta portando ad una progressiva conversione verso il vettore elettrico nella maggior parte degli ambiti, tra cui edifici, industria e trasporti, contribuendo così ad una trasformazione significativa del panorama energetico. La rete deve quindi essere in grado di incrementare la potenza disponibile per gli utenti finali, abilitando così l'elettificazione dei consumi energetici e la conversione al vettore Elettrico.

Attualmente, le principali tecnologie per l'elettificazione dei consumi includono lo sviluppo della mobilità elettrica e l'installazione di pompe di calore per il riscaldamento invernale, in sostituzione delle caldaie a gas. Ulteriori sviluppi emergono da settore industriale e da particolari esigenze legate a data center, elettificazione rete ferroviaria, impianti di gestione dell'idrogeno e impianti di innevamento programmato.

La potenza passiva totale venduta ai clienti finali da SET nel 2024 è stata di 55 MW rispetto ai 63 MW del 2023 e ai 33 MW del 2022. In Figura 31 sono riepilogati i dati storici della potenza passiva venduta ai clienti finali. Come si può vedere, il 2023 e il 2024 hanno registrato un aumento senza precedenti della potenza passiva venduta, che è quasi raddoppiata rispetto ai dati storici.

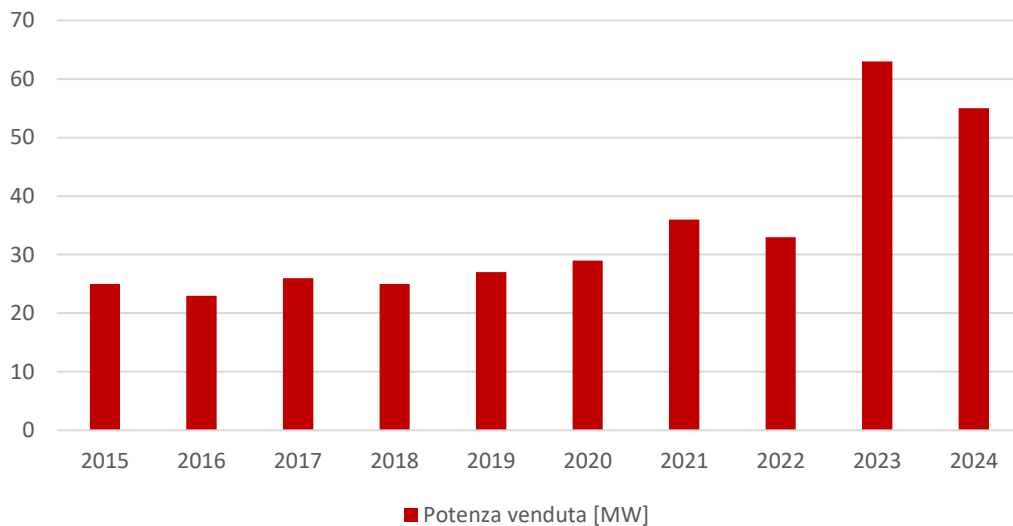


Figura 31 - Potenza Passiva [MW] venduta ai clienti finali su rete SET

Questo notevole incremento è attribuibile a diversi fattori, tra cui l'adeguamento di potenza da parte di utenti domestici conseguentemente all'installazione di un impianto di produzione fotovoltaico o all'elettificazione dei consumi, le richieste di allacciamento di un elevato numero di impianti passivi di grossa taglia e l'aumento considerevole di stazioni di ricarica pubblica per veicoli elettrici.

In Figura 32 si riporta la nuova potenza installata, suddivisa per anno, relativa a impianti di ricarica pubblica di veicoli elettrici.

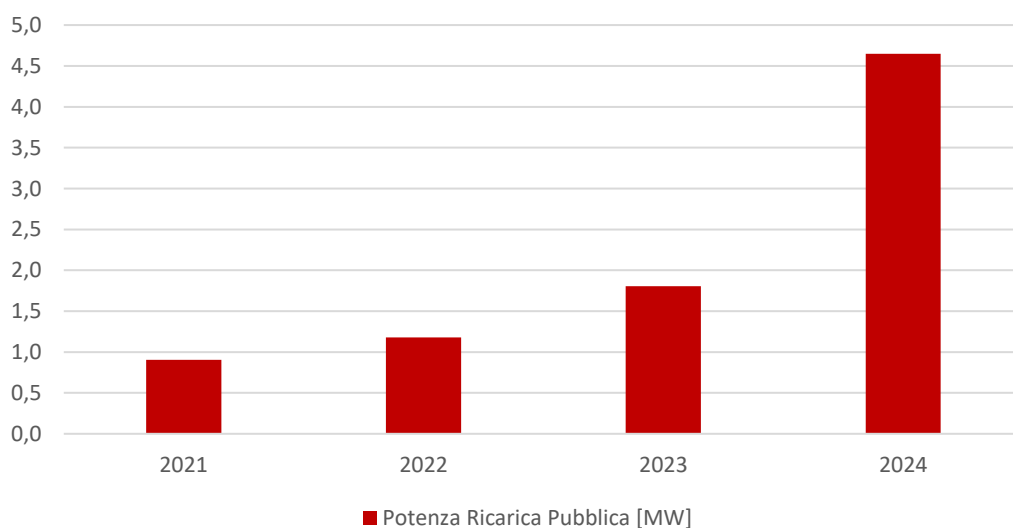


Figura 32 - Nuova potenza installata relativa ad impianti di ricarica per veicoli elettrici

La richiesta di potenza elettrica è direttamente collegata ai consumi energetici, ma il modo in cui questa relazione si manifesta varia a seconda della tecnologia utilizzata. In particolare, per le tecnologie emergenti come i veicoli elettrici e le pompe di calore, sarà fondamentale analizzare la relazione tra la potenza installata e l'energia assorbita dalla rete, per prevederne l'impatto effettivo sulla rete.

Ad esempio, analizzando le curve di carico delle colonnine di ricarica pubblica attualmente installate, il fattore di utilizzo, e quindi l'energia assorbita, risulta molto basso. Questo è dovuto principalmente al numero ancora ridotto di veicoli elettrici circolanti. Ipotizzando che le stazioni di ricarica siano dimensionate per erogare la potenza installata in modo continuativo, si è presa come energia di riferimento "potenzialmente ricaricabile" la potenza installata moltiplicata per le ore annue. Si sono così ricavate le ore annue equivalenti di funzionamento, relative alle singole stazioni di ricarica.

Nelle figure successive è rappresentata la distribuzione territoriale delle colonnine di ricarica pubblica attualmente allacciate alla rete di SET in termini di potenza installata, Figura 33, e percentuale di energia assorbita nel 2024 rispetto a quella "potenzialmente ricaricabile", Figura 34.

I valori individuati sono generalmente molto ridotti, con pochi picchi intorno al 17% e un valore medio inferiore al 5% dell'energia "potenzialmente ricaricabile".

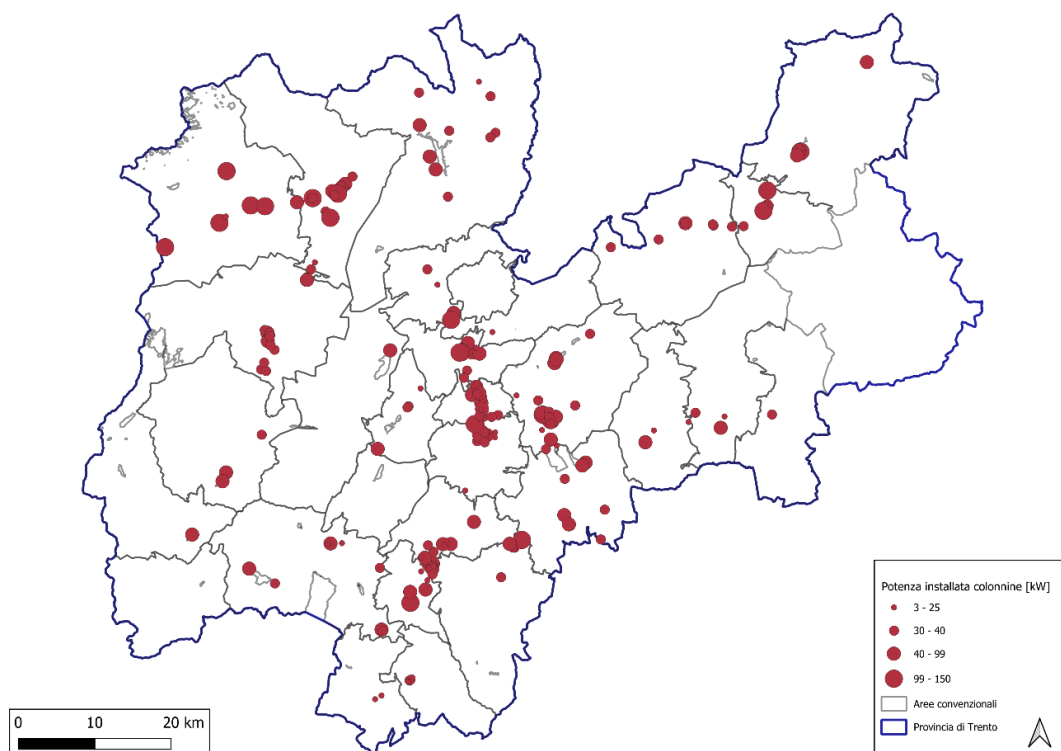


Figura 33 - Distribuzione delle colonnine di ricarica pubbliche con indicazione della potenza installata

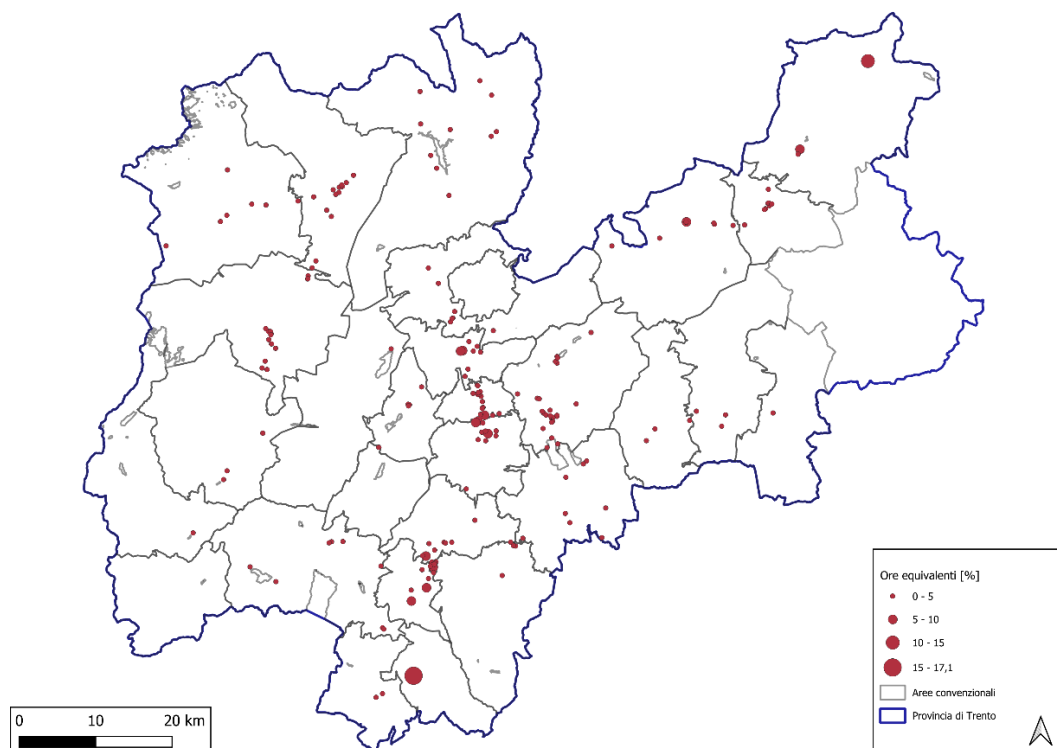


Figura 34 - Distribuzione delle colonnine di ricarica pubbliche con indicazione delle ore equivalenti di utilizzo

Anche per le pompe di calore, l'aumento di potenza richiesto dal cliente conseguentemente all'installazione non si traduce necessariamente in un maggiore assorbimento di energia dalla rete. Spesso, infatti, queste tecnologie sono abbinate a impianti fotovoltaici, creando una sinergia che permette di sfruttare l'energia in eccesso prodotta nei momenti di basso carico, immagazzinandola sotto forma di energia termica. Questo approccio, oggi gestito direttamente dagli utenti per ottimizzare i costi economici, potrebbe influenzare l'impatto delle pompe di calore sulla rete. Da un lato, riducendo la potenza immessa in rete nei momenti di picco di produzione fotovoltaica, dall'altro contribuendo a contenere il carico elettrico nei periodi di alta richiesta di potenza passiva.

Oltre ai due driver principali, pompe di calore e veicoli elettrici, per i quali è stato sviluppato uno studio dettagliato, esposto nei prossimi sotto capitoli, negli ultimi anni si è registrato anche un aumento delle richieste di connessione da parte di utenti energivori appartenenti a nuove categorie di carico, come i data center e gli impianti per lo stoccaggio dell'idrogeno. Tali richieste richiedono un'analisi approfondita e, in alcuni casi, interventi mirati di adeguamento della rete. La rapidità con cui emergono queste esigenze impone al distributore di fornire risposte tempestive e di sviluppare strategie innovative per garantire l'adeguamento della rete nei tempi necessari all'entrata in esercizio di questi impianti.

7.4 POMPE DI CALORE

L'adozione diffusa delle PdC rappresenta uno dei principali pilastri della strategia di elettrificazione dei consumi energetici per il raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità definiti dai piani energetici nazionali. Nel PNIEC, le PdC sono individuate come una soluzione fondamentale per la transizione energetica. L'obiettivo per il 2030 prevede infatti una notevole espansione dell'utilizzo delle PdC nel settore residenziale, dove rappresentano una tecnologia efficiente per soddisfare il fabbisogno di riscaldamento e raffrescamento degli edifici e per la produzione di acqua calda sanitaria.

Quantificare i consumi futuri dovuti alle PdC è essenziale per comprendere l'impatto che questo incremento avrà sulla rete elettrica. Per analizzare questi scenari futuri, si è fatto riferimento al DDS 2024 e ai dati forniti dall'APRIE riguardo al numero e alle caratteristiche delle PdC installate in Trentino, classificandole per anno di installazione e per fascia di potenza. Questi dati hanno permesso di costruire un quadro dettagliato del parco installato e di individuare una tendenza di crescita.

Secondo i dati APRIE, al 2023 risultano installate in Trentino circa 15.000 PdC. Considerato che il DDS 2024 stima un incremento del 130% nel periodo 2023-2030, possiamo assumere, che secondo questo scenario ci sarà un incremento di circa 19.500 installazioni, per un totale di 34.500 PdC. Per ricavare il numero di PdC da installare nel periodo 2025-2030 si è partiti dal valore 2023-2030 sottraendovi le 2.000 PdC installate nel 2023 e una stima delle PdC installate nel 2024, assunte pari alla quota 2023.

Il valore ottenuto è in linea con le previsioni su scala nazionale, infatti il DDS 2024 stima la presenza di circa 2 milioni di PdC installate in Italia. Rapportando questo dato alla popolazione del Trentino, il valore teorico corrisponderebbe a circa 18.300 PdC. Tuttavia, il dato reale evidenzia una differenza del 22%, giustificabile, in parte, dalle particolari condizioni climatiche, dato che l'efficienza delle PdC diminuisce con il calo delle temperature esterne, e, in una regione come il Trentino, il riscaldamento a legna rimane una scelta tradizionale e conveniente per molti residenti.

In Figura 35 è riportato l'andamento delle installazioni di PdC in ambito residenziale in Trentino fino al 2023 (dati APRIE) e la proiezione al 2030.

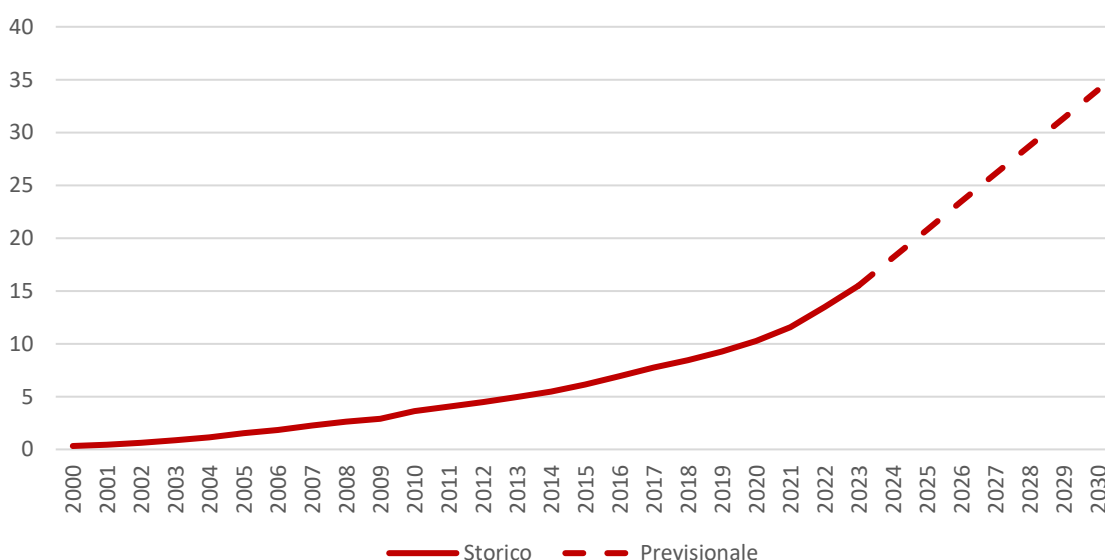


Figura 35 - Andamento installazione di PdC in Provincia di Trento fino al 2023 e trend di crescita atteso al 2030

L'analisi condotta ha esaminato la tendenza delle installazioni rispetto all'altitudine dei comuni. È noto che il coefficiente di prestazione (CoP) delle PdC, ossia il rapporto tra il calore ceduto all'ambiente da riscaldare e l'energia elettrica consumata, varia in funzione della temperatura esterna, peggiorando al diminuire di quest'ultima. Di conseguenza, è ragionevole attendersi una riduzione del numero di installazioni con l'aumentare della quota altimetrica dei comuni.

Grazie ai dati forniti da APRIE, che riportano il numero di PdC installate in ogni comune, è stato possibile individuare una correlazione tra il numero di installazioni per abitante e l'altitudine del comune di riferimento. Il diagramma a dispersione riportato in Figura 36 illustra questa relazione, evidenziando come il numero di installazioni tenda a diminuire proporzionalmente alla quota altimetrica.

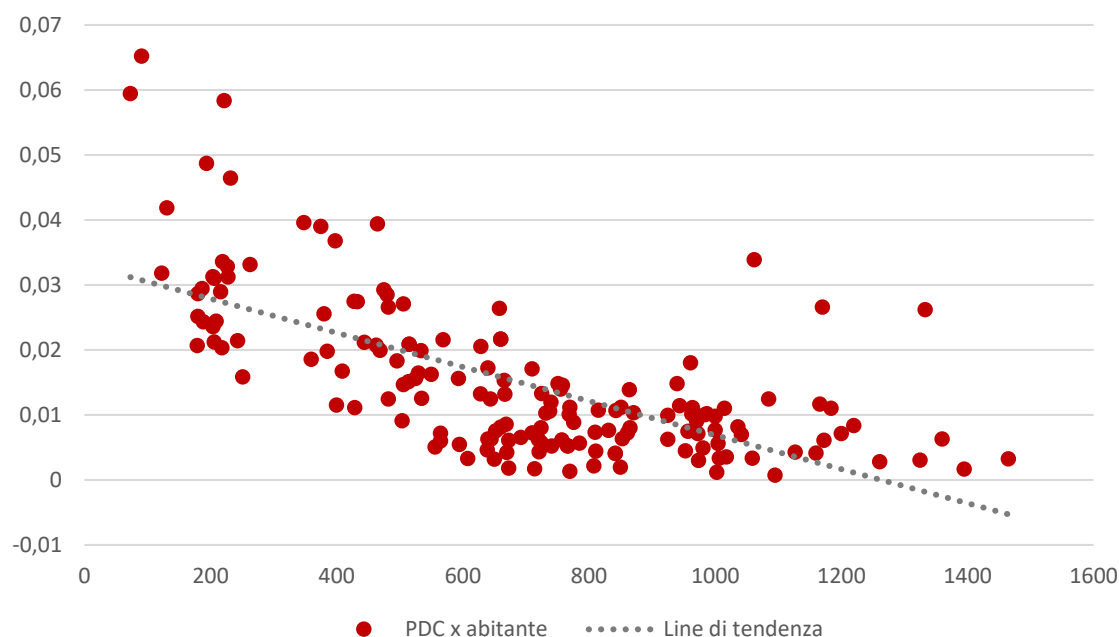


Figura 36 - Diagramma a dispersione che relaziona, per ciascun comune, altitudine e num. di PdC per abitante

L'analisi della linea di regressione mostra una chiara tendenza a installare le PdC prevalentemente nei comuni situati a quote inferiori. Questo dato conferma le ipotesi iniziali, rendendo coerente l'utilizzo di questo criterio per distribuire territorialmente le PdC previste da qui al 2030.

Supponendo che al 2030 la linea di regressione nel diagramma a dispersione mantenga una pendenza simile a quella osservata nel caso attuale, è possibile stimare la distribuzione delle nuove pompe di calore tra i vari comuni. Questo approccio garantisce una proiezione coerente con le tendenze osservate e basata su dati reali.

Considerando che l'analisi riguarda esclusivamente le PdC in ambito residenziale, la distribuzione delle PdC assegnate a ciascun comune tra le cabine secondarie è stata effettuata proporzionalmente al numero di utenti domestici sottesi a ciascuna cabina. L'obiettivo è identificare, all'interno del comune, i nodi della rete con la maggiore concentrazione di utenti domestici, ovvero le aree in cui è più probabile che si registri una maggiore diffusione di PdC. Con questo approccio è stato possibile distribuire le nuove PdC installate a livello di POD.

È stato poi necessario quantificare l'energia termica necessaria. Per la componente riscaldamento, si è considerato un indice di prestazione energetica dell'edificio pari a 55 kWh/m^2 , che rappresenta l'energia consumata annualmente per riscaldare un metro quadro, e si è ipotizzata una superficie media di 90 m^2 per

appartamento. Questo ha permesso di ricavare l'energia calorica totale annua. Per stabilire il fabbisogno calorico giornaliero per una giornata tipica invernale, si è ipotizzato che un mese invernale rappresenti il 20 % del carico annuale, e si è distribuito equamente il consumo tra i giorni del mese.

Il fabbisogno di calore per l'acqua calda sanitaria (ACS) è stato calcolato in due fasi: la stima del volume di acqua utilizzata e la quantificazione dell'energia necessaria per riscaldarla alla temperatura desiderata. Per fare questo si è fatto uso delle norme tecniche UNI/TS 11300 che quantificano l'energia termica giornaliera richiesto da un'abitazione.

Definita la quantità di calore necessaria per soddisfare il fabbisogno dell'abitazione, si è determinata l'energia elettrica assorbita dalla PdC per fornire tale calore e si è definito un profilo tipico, per distribuire questo consumo elettrico nel corso della giornata. Per determinare l'energia elettrica necessaria, si è ipotizzato che l'impianto di riscaldamento lavori a una temperatura di mandata di 40 °C, mentre per l'ACS la temperatura di erogazione raggiunga i 50 °C. Partendo da questi valori si è stimato, in funzione della temperatura esterna, il COP di un impianto tipico, riferito a ciascun comune per la giornata tipica invernale di riferimento.

Grazie a questo metodo, è stato possibile ottenere una stima del consumo elettrico orario relativo alle due componenti principali – riscaldamento ambientale e acqua calda sanitaria. Conoscendo l'energia consumata su base oraria e assumendo che la potenza erogata dalla PdC rimanga costante durante ciascuna ora, si è definito il profilo di assorbimento di potenza in condizioni ordinarie per ogni comune considerato.

A titolo di esempio, il grafico seguente mostra il profilo orario della potenza assorbita da una pompa di calore situata a Trento. Questo profilo tiene conto sia delle caratteristiche climatiche locali sia delle specifiche operative dell'impianto, ed è rappresentativo di una tipica giornata invernale.

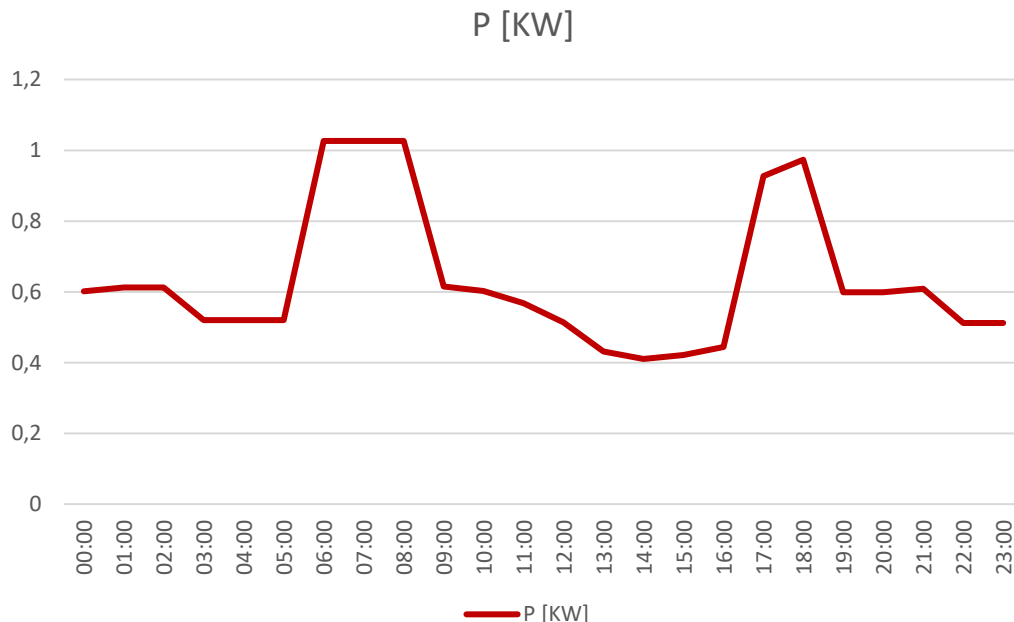


Figura 37 - Profilo orario della potenza assorbita da una PdC a Trento

I profili di potenza ricavati, assegnati ai singoli POD e poi raggruppati per nodo di cabina secondaria, sono stati utilizzati come dati di input nelle simulazioni di load flow utilizzate in questo PdS.

Le ipotesi formulate rappresentano un limite dell'analisi, poiché i profili di assorbimento di una pompa di calore dipendono in modo significativo dalla modalità di funzionamento specifica dell'apparecchio. Queste modalità potrebbero generare picchi di potenza superiori rispetto a quelli stimati. Tuttavia, la procedura

adottata è considerata valida per l'obiettivo prefissato: determinare il profilo aggregato di assorbimento di un elevato numero di apparecchi. In tale contesto, le peculiarità operative delle singole pompe di calore diventano progressivamente meno rilevanti all'aumentare del numero di unità analizzate.

Vista la complessità modellistica delle PDC, è stato necessario ridurre il numero di variabili in gioco. In particolare, si è assunto costante il fabbisogno calorico degli edifici, trascurandone la dipendenza dalla temperatura esterna e quindi dall'altitudine di installazione. Tuttavia, questa semplificazione costituisce un limite del modello attuale. Pertanto, i prossimi passi di questa analisi prevederanno l'integrazione di questa dipendenza nel modello, al fine di migliorarne la precisione e la capacità predittiva.

Di seguito, Figura 38, si presenta la distribuzione territoriale dell'installazione di PdC prevista per il 2030, suddivisa per aree di pertinenza di cabina primaria.

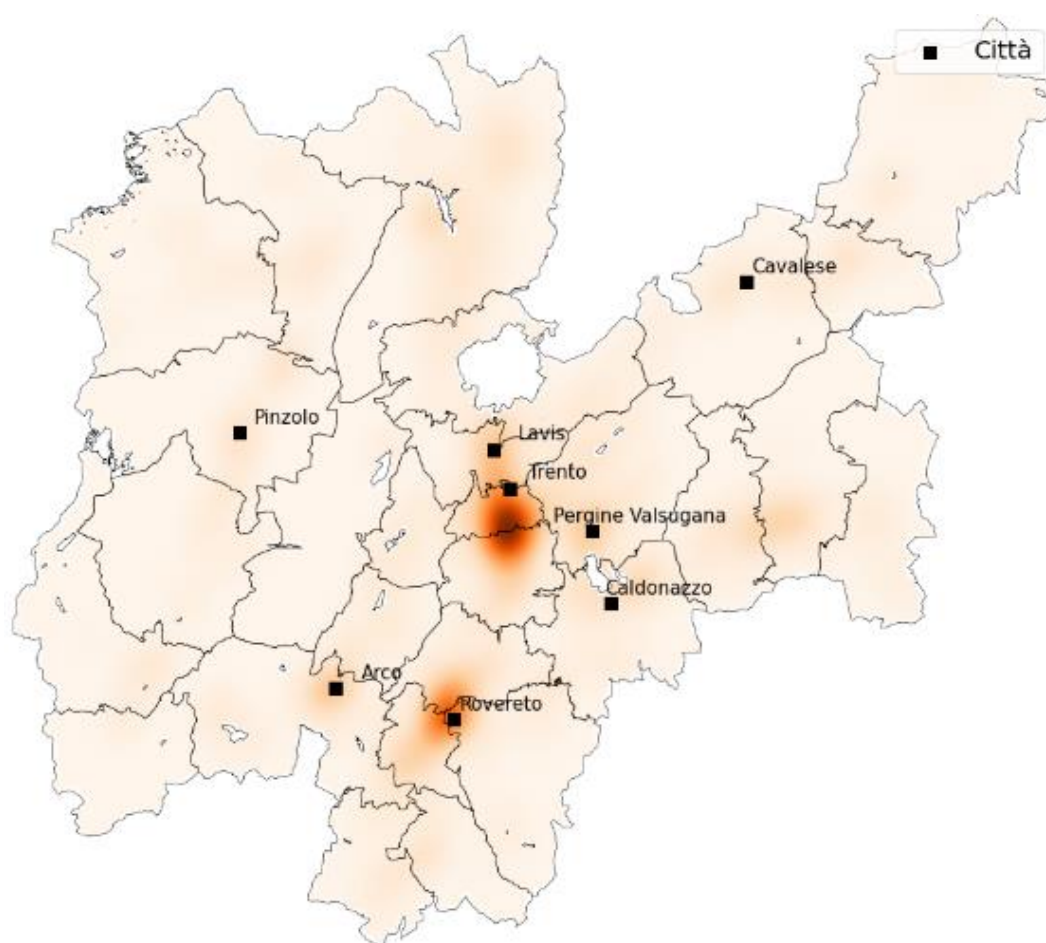


Figura 38 - Distribuzione consumi dovuti alle PdC previsti per il 2030, ripartita per le aree di competenza di cabina primaria

7.5 VEICOLI ELETTRICI

Il DDS 2024 identifica la mobilità elettrica come il principale fattore di crescita della domanda di energia elettrica nel prossimo futuro. La diffusione dei veicoli elettrici (EV) è in costante aumento e ci si aspetta che essi costituiranno una quota rilevante del parco auto entro il 2030. Di conseguenza, risulta essenziale analizzarne l'impatto sulla rete di distribuzione e pianificare gli investimenti più efficaci per ottimizzarne l'integrazione.

Per delineare scenari affidabili, vengono considerati quattro fattori chiave:

- Crescita prevista del numero di veicoli;
- Distribuzione dei punti di ricarica sul territorio;
- Energia necessaria per la ricarica;
- Profili di assorbimento della potenza.

Nel PEAP, lo scenario di sviluppo della mobilità elettrica in Trentino prevede la presenza di circa 54.000 EV, suddivisi in 36.000 veicoli puramente elettrici (BEV) e 18.000 veicoli ibridi "plug-in" (PHEV). Partendo dai dati ACI relativi al 2023 (ultimo aggiornamento disponibile), e considerando le peculiarità locali, si stimano ad oggi 2.000 veicoli elettrici, da cui risulta che nel periodo 2025-2030 vi sarà un incremento di circa 52.000 veicoli elettrici, pari a oltre il 96% del totale previsto.

Per valutare il consumo complessivo di energia della futura flotta di veicoli elettrici, si è ipotizzato che ciascun EV percorra 10.000 km all'anno si è assunto un consumo medio di 0,2 kWh/km per i BEV e 0,15 kWh/km per i PHEV.

Sulla base di queste ipotesi si è stimato l'incremento del consumo annuo di energia elettrica per la ricarica dei veicoli elettrici al 2030 rispetto al 2024, che è poi stato ripartito su base giornaliera ipotizzando, cautelativamente, che la ricarica venga fatta in soli quattro giorni alla settimana.

Per valutare l'impatto della ricarica dei veicoli elettrici sulla rete, è necessario definire ipotesi relative ai profili di ricarica e alla distribuzione geografica delle infrastrutture di ricarica, con l'obiettivo di ottenere delle curve di carico a livello di cabina secondaria.

Si sono individuate quattro categorie principali di tipologia di ricarica:

Ricarica domestica: La ricarica domestica rappresenta la quota più significativa del consumo energetico dei veicoli elettrici, coprendo il 45% della domanda complessiva. Si prevede che la maggior parte degli utenti preferisca ricaricare il proprio veicolo presso l'abitazione per via dei costi inferiori rispetto alle infrastrutture pubbliche. La domanda energetica viene ripartita tra i comuni in base alla popolazione residente e successivamente assegnata ai nodi della rete considerando il numero di utenti domestici sottesi. Il profilo orario della ricarica domestica è caratterizzato da un picco serale intorno alle 19:00, in corrispondenza del rientro a casa degli utenti, con un progressivo calo durante la notte.

Ricarica sul posto di lavoro: La ricarica presso i luoghi di lavoro copre il 25% della domanda complessiva. Per stimarne la distribuzione territoriale, si fa riferimento ai dati ISTAT sui flussi pendolari, considerando il numero di lavoratori che si spostano quotidianamente in auto.¹ L'energia necessaria è assegnata ai nodi della rete in base alla presenza di attività economiche, proporzionalmente ai consumi energetici registrati dai relativi punti di prelievo. Il profilo orario della ricarica sul posto di lavoro mostra un picco nelle prime ore del

¹ SET sta lavorando ad un metodo alternativo per la determinazione dei flussi veicolari per motivi di lavoro, basato su dati provinciali frutto di una campagna di misura realizzata da APRIE.

mattino, con il massimo assorbimento intorno alle 9:00, seguito da un progressivo calo nel corso della giornata.

Ricarica da colonnina pubblica: Le colonnine pubbliche di ricarica rappresentano il 30% della domanda complessiva e forniscono un'infrastruttura essenziale per la mobilità elettrica. La distribuzione territoriale della domanda segue la densità della popolazione e viene assegnata ai nodi della rete sulla base dei consumi energetici di attività commerciali, servizi di ristorazione e strutture sanitarie. Il profilo orario è caratterizzato da due picchi principali: uno al mattino, in concomitanza con l'inizio dell'attività lavorativa e commerciale, e uno serale, legato alla maggiore affluenza nei centri urbani e nelle aree commerciali.

Ricarica in ambito turistico: Il settore turistico riveste un ruolo chiave per l'economia del Trentino e genera una domanda addizionale di energia per la ricarica dei veicoli elettrici dei visitatori. La stima del numero di EV turistici è basata sulla capacità ricettiva dei comuni, assumendo un rapporto costante tra posti letto disponibili e veicoli in circolazione. L'energia richiesta viene attribuita ai nodi della rete proporzionalmente ai consumi degli esercizi ricettivi. La distribuzione oraria segue le abitudini dei turisti, con picchi nelle ore centrali della giornata.

In Figura 39 si riportano i profili di ricarica utilizzati, espressi come percentuale dell'energia ricaricata giornalmente.

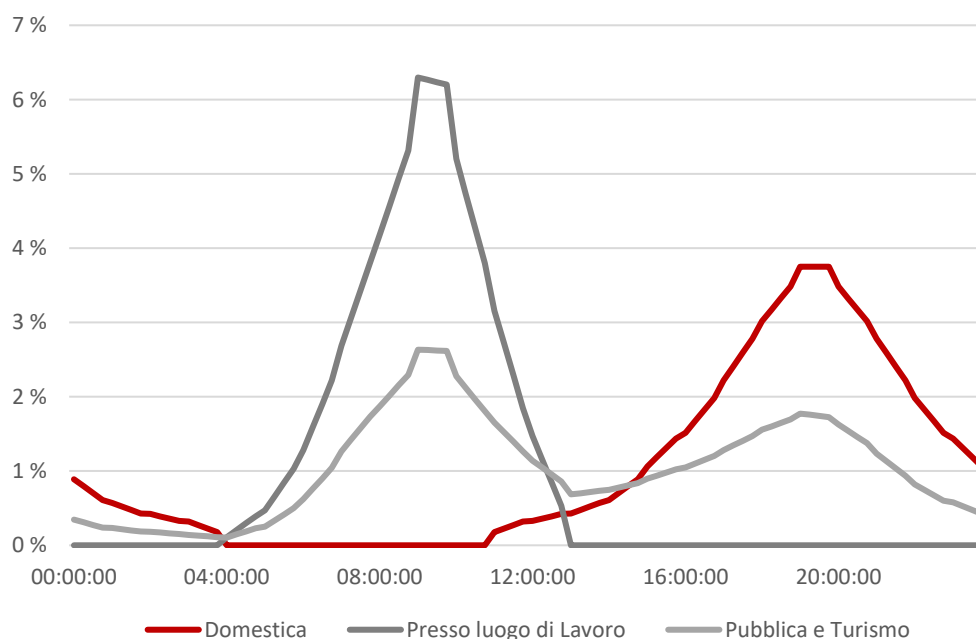


Figura 39 - Profili di ricarica

L'incremento della mobilità elettrica porterà ad una crescita significativa della domanda di energia elettrica, rendendo necessaria una pianificazione attenta dello sviluppo della rete di distribuzione. La differenziazione delle tipologie di ricarica e la modellizzazione dei profili orari consentono di prevedere con maggiore precisione l'impatto sulla rete e di individuare le strategie di investimento più efficaci per garantire un servizio affidabile e sostenibile nel lungo periodo.

In Figura 40 è mostrata la ripartizione territoriale dei consumi dovuti alla ricarica dei veicoli elettrici differenziati per tipologia di ricarica, mentre in Figura 41 si riporta la ripartizione dei consumi complessivi dovuti alla ricarica elettrica.

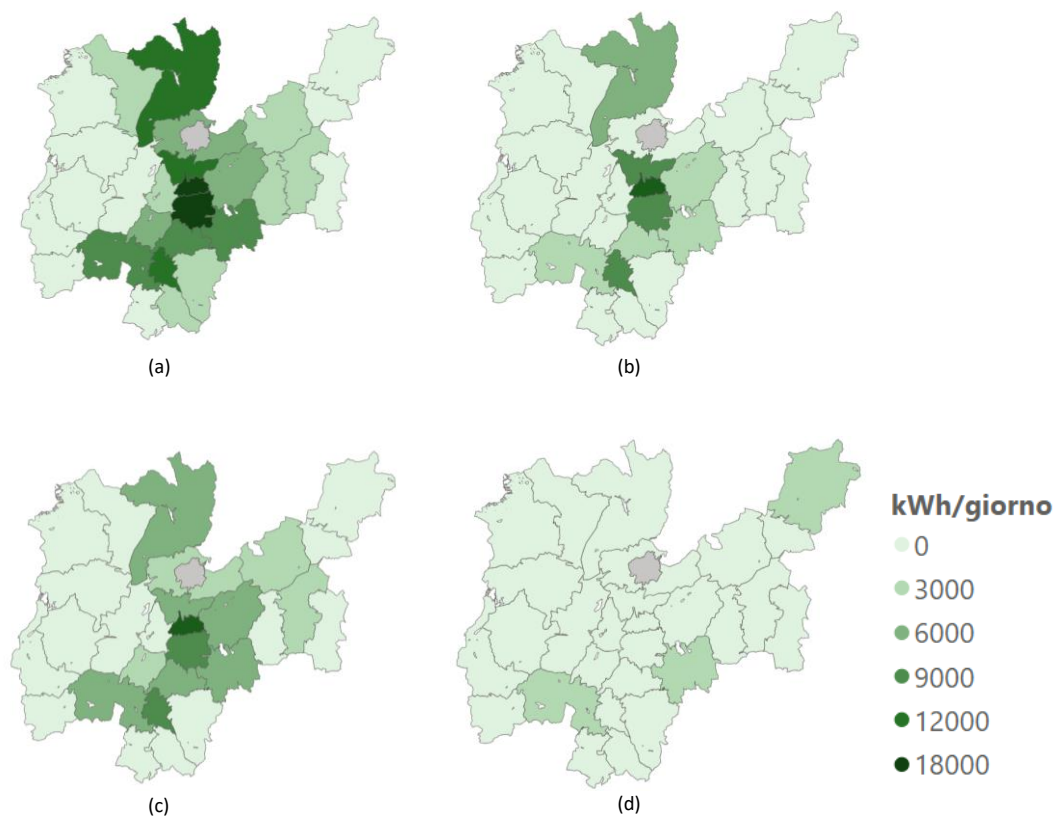


Figura 40 - Ripartizione territoriale dell'energia giornaliera [kWh] dovuta alla ricarica dei veicoli elettrici. Da (a) a (d) in ordine troviamo: ricarica domestica, ricarica sul posto di lavoro, ricarica da colonnina pubblica e ricarica in ambito turistico

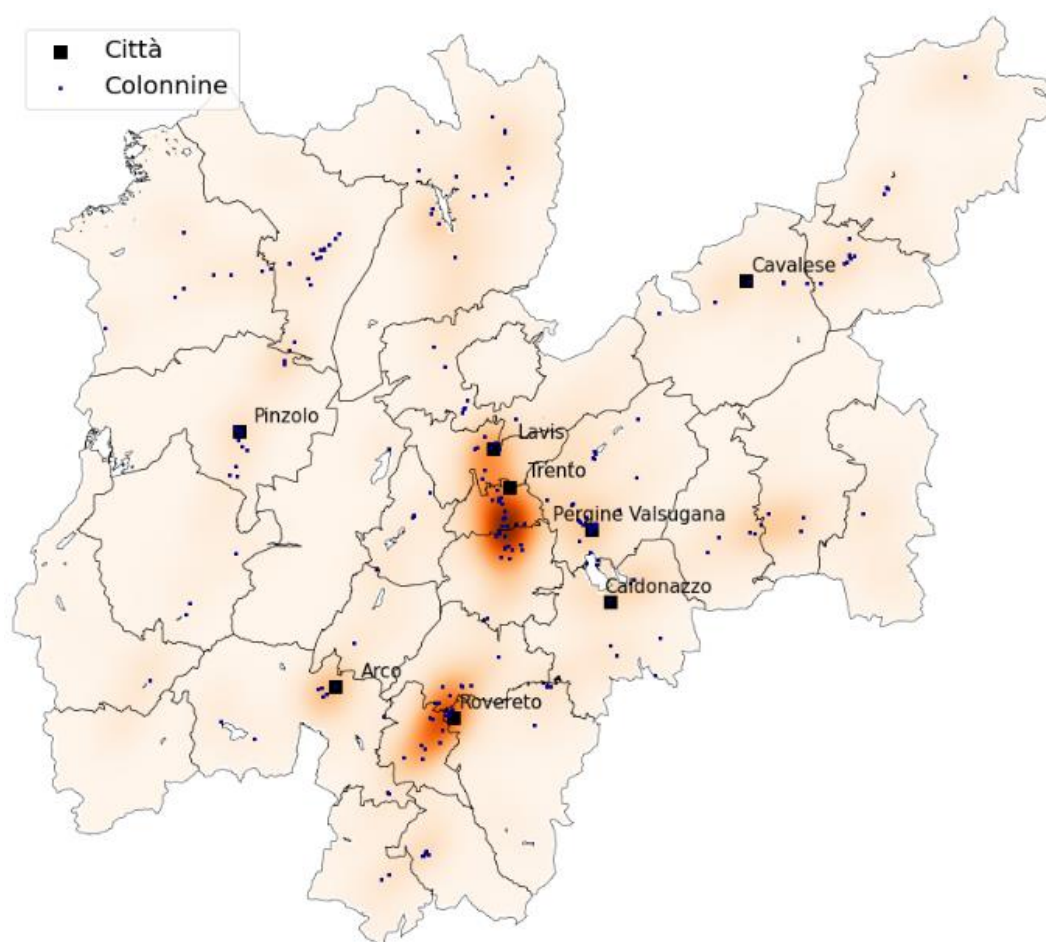


Figura 41 - Ripartizione territoriale ricarica veicoli elettrici complessiva

7.6 SCENARI DI SVILUPPO DELLE FER E DEI SISTEMI DI ACCUMULO

Per comprendere l'impatto della generazione distribuita da fonti di energia rinnovabile (FER) sulla rete di distribuzione, SET ha condotto un'analisi basata sugli obiettivi stabiliti dal decreto ministeriale del 21 giugno 2024, che prevede per ciascuna regione o provincia autonoma specifiche quote di capacità rinnovabile da installare entro il 2030. Nello specifico, per la Provincia Autonoma di Trento, è stato fissato un obiettivo di 631 MW di potenza rinnovabile da installare, ripartita per anno come illustrato nella tabella seguente.

Tabella 1 - Obiettivi di nuova potenza fotovoltaica installata da fonti rinnovabili

Obiettivi di potenza aggiuntiva [MW]									
2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
11	41	108	140	195	258	333	419	520	631

Questa capacità sarà composta interamente da impianti fotovoltaici, poiché per la Provincia di Trento non è prevista l'installazione di impianti eolici, e l'idroelettrico, secondo quanto riportato nel Piano Energetico Ambientale Provinciale (PEAP), non subirà variazioni significative tali da comportare un aumento della produzione. Prendendo come riferimento il 2024 come anno rappresentativo della situazione attuale, emerge quindi la necessità di installare 346 MW aggiuntivi di potenza fotovoltaica tra il 2025 e il 2030, per raggiungere il target stabilito.

Considerando la sola rete di SET, che non gestisce la totalità degli utenti in Trentino, possiamo stimare che la potenza installata da fonti rinnovabili avrà un andamento come quello riportato in Figura 42.

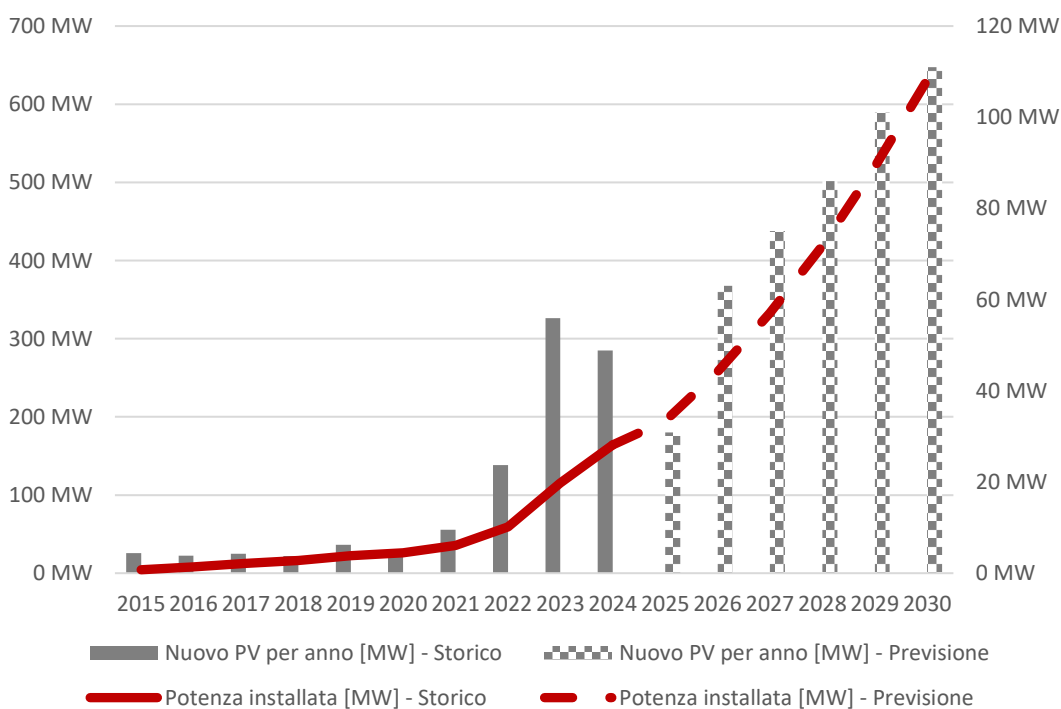


Figura 42 - Andamento delle installazioni FER fino al 2023 e trend fino al 2030

La ripartizione tra i comuni della quota complessiva di potenza fotovoltaica da installare è stata effettuata secondo le indicazioni contenute nel rapporto tecnico “PEAP 2021-2030: Stima del potenziale di energia da fonte fotovoltaica della Provincia di Trento” pubblicato da APRIE e nato in attuazione di quanto previsto dal D.Lgs 199/2021. Questo documento quantifica la superficie idonea disponibile per l’installazione di impianti fotovoltaici in ciascun comune, includendo le coperture ancora prive di fotovoltaico e le altre aree idonee come cave e parcheggi. Pur riconoscendo che i risultati riportati sono poco indicativi sulla reale capacità di accogliere fotovoltaico in quanto sovrastimano le superfici disponibili all’installazione di pannelli, i valori relativi delle superfici idonee dei diversi comuni consentono comunque una stima rappresentativa della potenza installabile rispetto al totale considerato. Sulla base di queste considerazioni è stato possibile definire la quota da assegnare a ciascun comune ed ottenere una ripartizione, con una granularità a livello di cabina secondaria, delle nuove installazioni di impianti fotovoltaici previste nel periodo.

La potenza fotovoltaica è stata distribuita a livello di cabina secondaria considerando, per ciascun comune, l’insieme degli edifici ancora sprovvisti di impianto fotovoltaico. In questo modo è stato possibile ottenere un’indicazione di dettaglio geografico riguardo all’ubicazione della nuova potenza fotovoltaica installata.

La ripartizione degli impianti tra la rete BT e MT è stata fatta ipotizzando una distribuzione in linea con quella storicamente in essere in Provincia di Trento, dove il 75% della potenza totale è connessa sulla rete di BT e il restante 25% sulla rete MT.

Nelle prossime figure si presenta il risultato della distribuzione territoriale della nuova potenza fotovoltaica prevista per il 2030, con dati aggregati per cabina primaria in Figura 43 e per cabina secondaria in Figura 44.

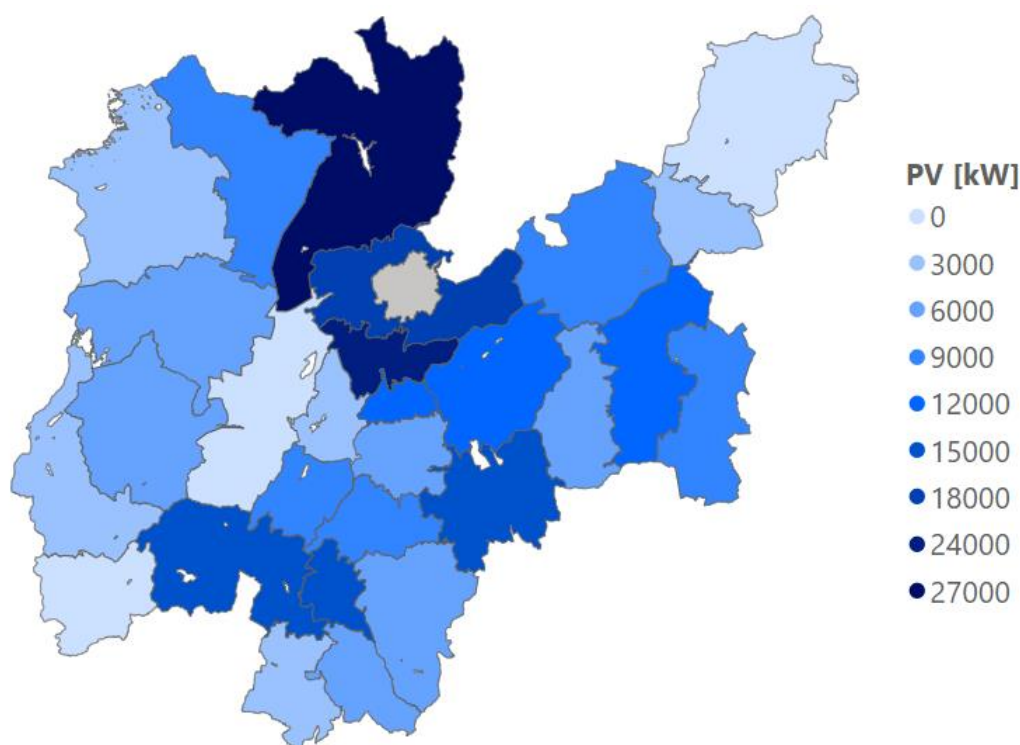


Figura 43 - Ripartizione installazioni fotovoltaico al 2030 per aree di competenza di Cabina primaria

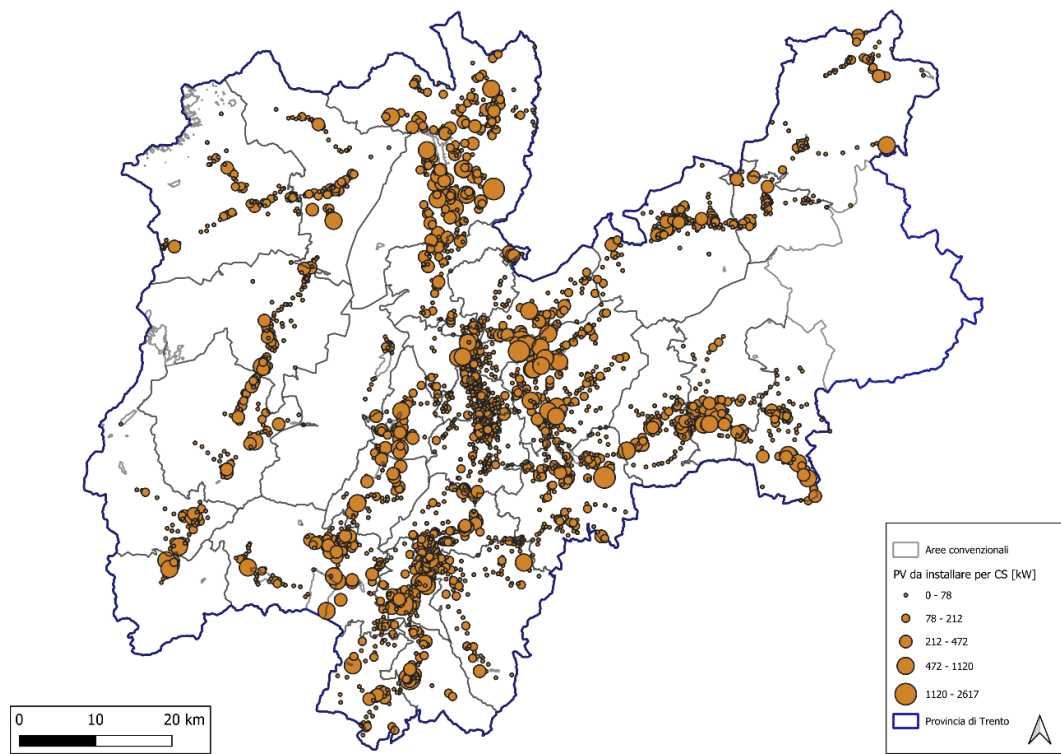


Figura 44 - Ripartizione per cabina secondaria della nuova potenza fotovoltaica prevista al 2030

8 METODOLOGIA DI SCELTA E RAPPRESENTAZIONE DEGLI INTERVENTI

8.1 DRIVER

La pianificazione degli sviluppi delle cabine primarie e delle reti MT e BT è effettuata da SET in modo da perseguire i seguenti obiettivi generali:

- assicurare che il servizio elettrico venga erogato con carattere di sicurezza, affidabilità e continuità nel breve, medio e lungo periodo;
- programmare gli interventi volti ad assicurare l'efficienza e lo sviluppo della rete MT e BT sul territorio della Provincia Autonoma di Trento, in qualità di distributore di riferimento in una provincia in cui sono presenti dieci aziende di distribuzione.
- garantire l'imparzialità e la neutralità del servizio al fine di assicurare l'accesso alla rete MT e BT paritario a tutti gli utenti;
- assicurare la tutela dell'ambiente e la sicurezza degli impianti;
- connettere alla rete di competenza di SET tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio.

Per soddisfare questi obiettivi SET considera i seguenti driver di riferimento, per l'individuazione degli interventi da ricomprendere nel Piano di Sviluppo:

- **Transizione energetica:** declinato in hosting capacity e loadability: identifica gli interventi finalizzati ad accogliere nuova produzione rinnovabile e a soddisfare i fabbisogni derivanti dall'elettrificazione dei consumi;
- **Resilienza:** identifica gli interventi destinati a incrementare la capacità della rete e dei suoi componenti di fronteggiare eventi meteorologici estremi e condizioni straordinarie;
- **Controllo tensione / Gestione energia reattiva:** identifica gli interventi destinati a migliorare la qualità del servizio reso in termini di continuità e regolarità dei valori di tensione nonché alla corretta gestione dei flussi di energia reattiva;
- **Qualità tecnica (continuità del servizio, ammodernamento asset):** identifica gli interventi volti a garantire il corretto esercizio della rete e ad assicurare regolarità alla fornitura di energia, inclusi interventi in sicurezza della rete;
- **Digitalizzazione, sistemi di telecomunicazione e innovazione tecnologica:** identifica gli investimenti a supporto di servizi nuovi (compresi flessibilità e servizi ancillari e monitoraggio rete in tempo reale per individuazione guasti con possibile funzionalità predittiva) garantiti tramite la digitalizzazione degli elementi di rete e l'applicazione di tecnologie avanzate per la diagnostica;
- **Adeguamento impianti, impatto ambientale e sicurezza:** interventi finalizzati alla riduzione dell'impatto ambientale delle infrastrutture di rete e alla sicurezza degli impianti e delle persone.

Sulla base di questi driver, gli interventi previsti nel PdS si concentrano principalmente sulla realizzazione di nuove infrastrutture e sul rinnovo degli asset esistenti, con l'obiettivo di migliorare le prestazioni della rete e garantire una gestione più efficiente.

Alcune tipologie di attività, tuttavia, non rientrano nel perimetro del piano, come gli investimenti sulla misura in bassa tensione, già inclusi in un piano specifico, o le attività di manutenzione straordinaria post-guasto, che vengono gestite separatamente in base alle necessità contingenti. Anche le richieste degli utenti per lo spostamento di impianti, se non comportano un reale sviluppo della rete, non vengono considerate nell'ambito della pianificazione strategica.

8.2 CRITERI DI PIANIFICAZIONE

SET adotta un approccio strutturato per la pianificazione degli interventi sulla propria rete, basato su un'analisi approfondita delle esigenze attuali e prospettiche del sistema elettrico.

Il processo di pianificazione segue una sequenza strutturata di fasi:

1. **Raccolta e analisi dei parametri fisici ed economici della rete attuale:** valutando le condizioni degli asset in base alla loro vetustà e tipologia, i vincoli di esercizio e manutenzione, le tipologie e cause di guasto e l'evoluzione degli standard tecnologici, che possono rendere alcuni componenti obsoleti o inadatti a garantire un servizio affidabile.
2. **Analisi degli scenari energetici e dello stato della rete:** viene effettuata un'analisi dei dati storici e delle proiezioni future per identificare criticità e aree di sviluppo.
3. **Individuazione delle esigenze di rete:** si identificano le necessità di sviluppo per rispondere alle tendenze di crescita della domanda e alle evoluzioni normative.
4. **Valutazione della fattibilità tecnica:** vengono definite le soluzioni tecniche più idonee, integrando le esigenze delle diverse porzioni della rete.
5. **Verifica della fattibilità economica:** si analizza la sostenibilità economica degli interventi, anche attraverso analisi costi-benefici (ACB).
6. **Pianificazione operativa degli interventi:** gli interventi vengono programmati nel PdS sulla base di priorità strategiche e disponibilità di budget.

La definizione delle priorità degli interventi rappresenta un elemento chiave nella pianificazione della rete di SET. Le scelte vengono effettuate attraverso un'analisi approfondita, che tiene conto di molteplici fattori per garantire un utilizzo efficace delle risorse e un equilibrio tra esigenze operative, sviluppo del sistema elettrico e sostenibilità economica.

Tra i criteri principali adottati per la prioritizzazione, vi è l'aderenza agli indirizzi strategici aziendali e agli obiettivi di sviluppo della rete, con particolare attenzione alle esigenze di sicurezza e continuità del servizio. Fondamentale è anche il rispetto dei vincoli normativi e autorizzativi, che possono influenzare i tempi di realizzazione degli interventi e richiedere un coordinamento con gli enti competenti.

Un ulteriore elemento determinante è l'impatto che gli interventi hanno sulle prestazioni della rete, valutato in termini di miglioramento della qualità del servizio, riduzione delle perdite e incremento della capacità di trasporto dell'energia.

Le richieste provenienti dagli utenti e dagli operatori interconnessi rappresentano un altro fattore di rilievo. SET deve rispondere tempestivamente alle esigenze di connessione e sviluppo del territorio, assicurando un equilibrio tra le necessità di nuovi allacciamenti e il mantenimento delle prestazioni della rete esistente.

Infine, la disponibilità di budget, l'ottimizzazione delle risorse e gli eventuali risultati dell'analisi costi benefici, influenzano la programmazione degli interventi.

L'analisi considera specifici criteri per le reti di Alta Tensione, Media Tensione e Bassa Tensione, con l'obiettivo di considerarne le rispettive peculiarità.

8.2.1 INTERVENTI SULLA RETE DI ALTA TENSIONE (AT)

Gli interventi sulla rete AT vengono definiti principalmente in base alle previsioni di carico degli impianti primari, considerando sia l'assetto standard sia la condizione di emergenza in caso di indisponibilità di uno dei trasformatori AT/MT (condizione N-1). Per la valutazione delle necessità di sviluppo si assume come configurazione di riferimento la tipica cabina primaria con schema ad H, composta da due o più trasformatori AT/MT e relative semisbarre.

Per quanto riguarda la valutazione della potenza limite dei trasformatori di cabina primaria, si presentano due casi distinti, quello in cui la cabina primaria sia dotata di più di un trasformatore e quello per il quale la cabina primaria abbia un solo trasformatore.

Nel caso di cabine primarie con più di un trasformatore ci si è basati su approcci consolidati da letteratura, per definire la relazione tra la potenza massima trasformabile dalla cabina primaria, il grado di riserva MT della cabina primaria e la sovraccaricabilità delle macchine.

Per la definizione dei coefficienti si è assunto che i trasformatori installati in una cabina primaria abbiano la medesima potenza nominale e che in fase di pianificazione la sovraccaricabilità per un trasformatore debba essere nulla.

La relazione è sintetizzata nella formula seguente:

$$P_{CP} = \frac{s(n-1)}{1-r} P_n$$

Dove:

- P_{CP} : Potenza limite cabina primaria in condizione "N";
- P_n : Potenza nominale dei trasformatori di cabina primaria;
- s : Sovraccaricabilità dei trasformatori;
- n : Numero di trasformatori della cabina primaria;
- r : Riserva MT espressa in pu rispetto alla potenza limite della cabina primaria;

Dall'equazione precedente si può ricavare il grado di carico massimo del singolo trasformatore, che risulta:

$$P_{TR_{Lim}} = \frac{1}{n} \frac{s(n-1)}{1-r} P_n$$

Per i casi in cui le potenze dei trasformatori installati in una cabina primaria siano differenti, si assume come limitante la potenza del trasformatore di taglia minore.

Ad oggi la controalimentabilità delle cabine primarie di SET è piuttosto elevata, permettendo nella maggior parte dei casi la piena controalimentabilità MT. Allo stesso tempo, l'analisi degli scenari e la conseguente distribuzione di nuovo carico e nuova generazione sulla rete, rende evidente che a livello prospettico la controalimentabilità degli impianti primari subirà un drastico calo. Questo aspetto è stato considerato nella definizione del parametro r .

Nel caso di cabine primarie dotate di un solo trasformatore, la potenza limite si è definita considerando la necessità, da parte della cabina primaria in esame, di concorrere alla controalimentazione della rete MT sottesa ad una o più cabine primarie limitrofe.

Oltre alla capacità di trasformazione, vengono considerati altri fattori determinanti nella valutazione degli interventi AT, tra cui la vetustà impiantistica, con particolare attenzione allo stato di obsolescenza delle

apparecchiature; disponibilità di stalli nel quadro MT, per consentire eventuali ampliamenti della rete MT sottesa; soluzioni per la riduzione dell'impatto ambientale.

In Tabella 2 si riportano i parametri utilizzati per il calcolo e i valori delle potenze limite risultanti.

Tabella 2 - Parametri per calcolo saturazione trasformatori AT/MT

Parametro	Descrizione	Valore
r	Grado di rialimentabilità MT	20 %
s	Grado di sovraccaricabilità TR AT/MT	0 %
$P_{TRLim}, n = 1$	Potenza limite del trasformatore in caso di 1 trasformatore rispetto alla nominale	60%
$P_{TRLim}, n = 2$	Potenza limite in caso di 2 trasformatore rispetto alla nominale	60%
$P_{TRLim}, n = 3$	Potenza limite in caso di 3 trasformatore rispetto alla nominale	80%

8.2.2 INTERVENTI SULLA RETE DI MEDIA TENSIONE (MT)

Per la rete MT, i principali parametri tecnici che influenzano la necessità di intervento riguardano la qualità della tensione e il grado di utilizzo dei rami di rete.

I valori di riferimento per la pianificazione della rete MT sono:

- Variazione massima della tensione MT: limite massimo tensione al fine di consentire il necessario margine alla rete BT, per gestire le significative oscillazioni di tensione che la caratterizzano a fronte dell'importante contributo della generazione distribuita e della relativa non programmabilità. La variazione massima di tensione è assunta pari a $\pm 6\%$ rispetto al valore nominale;
- Massimo utilizzo dei rami di rete: soglia limite della capacità disponibile al fine di consentire la contro alimentazione dalle linee MT limitrofe in caso di indisponibilità per guasto o lavori, assunta pari al 70% della portata al limite termico dei conduttori.

8.2.3 INTERVENTI SULLA RETE DI BASSA TENSIONE (BT)

La necessità di interventi sulla rete BT sta assumendo un ruolo sempre più rilevante, soprattutto in relazione allo sviluppo della generazione distribuita e all'aumento della domanda elettrica derivante dall'elettrificazione dei consumi. Anche in questo caso, i principali aspetti da monitorare sono legati alla qualità della tensione e al grado di saturazione della rete.

I valori di riferimento per la pianificazione della rete BT sono:

- Variazione massima della tensione BT, fissato a $\pm 7\%$ rispetto alla tensione nominale;
- Massimo utilizzo dei rami di rete BT;
- Massimo utilizzo dei trasformatori MT/BT.

I valori indicati sono riferimenti generali e possono essere adattati in funzione delle specificità della rete locale. Elementi come le caratteristiche del territorio, opportunità di sviluppo legate a progetti infrastrutturali e iniziative locali possono influenzare la fattibilità degli interventi, mentre la tipologia di utenza servita, in particolare in aree industriali o con servizi essenziali, può richiedere soluzioni tecniche specifiche.

Le analisi per la pianificazione degli interventi vengono generalmente condotte con un orizzonte temporale di 5 anni. Tuttavia, nel caso di previsioni su periodi più lunghi, le soglie di riferimento possono essere modificate per tenere conto del grado di incertezza associato alla crescita dei carichi e all'evoluzione della rete.

I criteri attualmente adottati per la pianificazione degli interventi, derivano dall'analisi storica della rete e dalle metodologie di pianificazione consolidate nel tempo. Tuttavia, la crescente dinamicità degli scenari elettrici e la rapidità con cui il sistema sta evolvendo, rendono necessario un continuo aggiornamento di questi parametri di riferimento. Questo contesto di rapido cambiamento impone una costante revisione dei modelli di pianificazione, con l'obiettivo non solo di adattarsi alle nuove esigenze del sistema, ma anche di anticiparne le evoluzioni future.

Per raggiungere questo obiettivo, SET ha avviato diverse iniziative. Innanzitutto, ha iniziato un percorso di potenziamento della propria struttura aziendale dedicata all'analisi e alla pianificazione del sistema elettrico, sviluppando competenze interne per affrontare le sfide emergenti. Inoltre, ha investito in strumenti avanzati di simulazione e analisi, attualmente in fase di implementazione finale, che consentiranno di effettuare studi sempre più approfonditi e di dettaglio. Questi strumenti includono software di modellazione e simulazione avanzata, che consentiranno di eseguire analisi predittive e di determinare dei possibili scenari di sviluppo puntuali.

8.3 MODALITÀ DI RAPPRESENTAZIONE DEGLI INTERVENTI

La metodologia adottata da SET per la rappresentazione degli interventi nel PdS è strutturata in modo da garantire una visione chiara e dettagliata delle opere previste, tenendo conto della tipologia e dell'entità dell'intervento. L'obiettivo principale è quello di fornire un quadro rappresentativo il più puntuale possibile, bilanciando la necessità di dettaglio con la naturale variabilità delle condizioni che possono influenzare la pianificazione.

Per quanto riguarda i lavori AT, che sono caratterizzati da importi significativi e da una pianificazione a lungo termine, viene data una rappresentazione puntuale per ogni singolo intervento. In questo caso, è possibile declinare i costi specifici e definire una pianificazione precisa degli sviluppi durante gli anni di piano.

Per i lavori sulla rete MT, l'individuazione puntuale è più complessa a causa di numerosi fattori influenti, tra cui normative, autorizzazioni e richieste degli utenti, che possono variare nel tempo. Pertanto, vengono riportati puntualmente gli interventi con importi superiori a 500.000 euro o di rilevanza significativa per il sistema elettrico. La programmazione degli interventi MT può subire modifiche a causa delle condizioni circostanti in continua evoluzione. Va sottolineato che l'individuazione e la programmazione degli interventi per gli ultimi anni di piano non è facilmente realizzabile, dal momento che questi interventi hanno una prospettiva ed una programmabilità riferita al medio periodo e possono dipendere da variabili non sempre prevedibili.

Per quanto riguarda gli investimenti sulla rete BT, l'individuazione dettagliata non è fattibile, poiché gli interventi sono legati al breve termine e dipendono principalmente dalle richieste degli utenti. Tuttavia, nel piano di sviluppo sono stati indicati gli interventi di sistema previsti per la rete BT.

Gli interventi MT e BT non riportati puntualmente vengono rappresentati in forma aggregata secondo le seguenti categorie di riferimento:

- Linee MT – Rinnovo
- Linee MT – Nuovo
- Cabine Secondarie – Rinnovo
- Cabine Secondarie – Nuovo
- Linee BT – Rinnovo
- Linee BT – Nuovo
- Prese BT

L'importo di questi lavori è stato determinato integrando i lavori già pianificati per le diverse UO, per i quali si dispone di una maggior evidenza, con i trend di investimento che caratterizzano le diverse aree di competenza.

Un ulteriore aspetto rilevante nella rappresentazione degli interventi riguarda la loro territorialità. Considerando che il perimetro di competenza di SET coincide con la Provincia di Trento, si è ritenuto opportuno associare gli interventi puntuali alle specifiche aree operative territoriali di riferimento. Questo approccio consente di fornire una visione più chiara della distribuzione geografica degli investimenti e delle priorità di sviluppo della rete.

È importante sottolineare che, in molti casi, gli interventi previsti, in particolare quelli sulla rete di AT, hanno un'area di influenza che si estende oltre i confini della singola area operativa di riferimento. Tuttavia, ai fini della rappresentazione nel PdS, ogni intervento viene associato alla sua area territoriale principale, pur riconoscendo il suo impatto più ampio sul sistema elettrico complessivo.

Diversamente, gli interventi presentati in forma aggregata vengono riportati con riferimento all'intero territorio servito da SET. Questo perché tali investimenti rappresentano un insieme di interventi minori, diffusi su più aree, che nel loro insieme contribuiscono all'adeguamento e all'evoluzione della rete elettrica su scala provinciale.

8.4 ANALISI CBA

In questa sezione sono definite le stime dei costi di investimento (CAPEX) per le principali tipologie di intervento che caratterizzano la rete di distribuzione gestita da SET. Oltre ai costi di investimento, sono analizzati anche i costi operativi (OPEX) associati agli asset della rete, al fine di fornire un quadro completo dell'impatto economico degli interventi pianificati.

Un ulteriore aspetto trattato nel capitolo riguarda la valorizzazione dei benefici derivanti dagli interventi previsti nel PdS, evidenziando i principali benefici che risultano particolarmente rilevanti per la rete di SET.

8.4.1 STIMA DEI COSTI DEGLI INTERVENTI

La metodologia adottata da SET per la stima dei costi si basa su un'analisi dettagliata di tutte le voci di costo relative agli interventi di sviluppo della rete. La stima comprende sia i costi di investimento (Capex), relativi alla realizzazione degli impianti, sia i costi operativi (Opex), sostenuti nel corso del ciclo di vita degli asset.

8.4.1.1 COSTI INVESTIMENTO (CAPEX)

Il processo di stima viene effettuato in più fasi: inizialmente nella fase di pianificazione degli interventi, con successive revisioni e aggiornamenti in funzione dell'evoluzione degli stati di avanzamento delle opere e delle variazioni normative, economiche e tecnologiche.

La metodologia di stima prevede l'identificazione di tutte le principali voci di costo sulla base di categorie di intervento standardizzate. Il costo unitario di ogni intervento viene calcolato come somma del prezzo unitario della categoria base e delle ulteriori spese accessorie (oneri amministrativi, autorizzativi, collaudi, sicurezza, mitigazione ambientale, ecc.).

La presente metodologia si riferisce agli interventi e alle opere previste dal PdS e si applica alle “opere standard”, ovvero quelle caratterizzate da un livello di progettazione sufficientemente standardizzato. Per interventi che presentano caratteristiche particolari (ad esempio, opere speciali o innovative), viene condotta un'analisi dedicata per affinare la stima dei costi.

Gli investimenti relativi alla rete AT, MT e BT comprendono diverse componenti di costo, che possono essere suddivise nelle seguenti macro-categorie:

- Materiali
- Prestazioni di terzi
- Personale interno: attività di progettazione, gestione delle pratiche autorizzative, direzione lavori, supervisione tecnica e operativa.
- Costi accessori: oneri amministrativi, sicurezza nei cantieri, gestione della vegetazione nelle fasce di rispetto, opere di mitigazione ambientale e autorizzazioni.

Queste componenti di costo concorrono alla definizione del costo totale dell'intervento e possono variare in funzione del contesto specifico e della complessità delle opere realizzate.

Le condizioni territoriali, le specificità ambientali e le dinamiche di mercato possono influenzare significativamente la stima dei costi, rendendo necessario un approccio flessibile e dinamico per garantire la sostenibilità economica e la corretta allocazione delle risorse

I principali fattori che possono influenzare in modo significativo i costi effettivi rispetto alle stime medie sono:

- Condizioni del territorio: orografia, accessibilità, vincoli ambientali e urbanistici)
- Costo della manodopera e dei materiali: differenze territoriali, inflazione dei prezzi, disponibilità dei materiali;
- Complessità delle opere: necessità di soluzioni tecniche speciali, ad esempio per attraversamenti critici o zone ad alta densità abitativa;

A fronte di questi fattori di variabilità, per le opere caratterizzate da soluzioni innovative o tecnologicamente avanzate, la metodologia di stima prevede un'analisi specifica, poiché il riferimento a costi standard potrebbe non essere applicabile.

8.4.1.1.1 COSTI INVESTIMENTO IMPIANTI PRIMARI

La stima dei costi unitari per la realizzazione di una nuova Cabina Primaria è stata effettuata prendendo in esame un impianto collegato alla rete RTN, in entra esci (classico collegamento ad “H”), mediante collegamento aereo.

Tabella 3 - Costi investimento impianti primari

Intervento	Costo unitario	Categorie elementari	Incidenza %
Cabina Primaria	5.950 k€/CP	Fabbricato	24,5%
		Trasformatore AT/MT	26%
		Sezione AT	21 %
		Sezione MT	27 %
		Telecontrolli e smartizzazioni	1,5 %

Fabbricato

In questa categoria vengono riportati i costi per la realizzazione di tutte le parti civili: Fabbricato, muri/recinzione perimetrale, platee reparto AT, vasca per trasformatori e bobine di Petersen, sottoservizi per la distribuzione elettrica interna all'impianto e per la gestione delle acque meteoriche e acque di dilavamento dei Trasformatori. In questa voce sono stati inseriti anche i costi del terreno e relativi costi per il perfezionamento dell'acquisto, frazionamento e intavolazione. Per quanto riguarda la categoria Fabbricato, il costo del terreno e la posizione in cui viene realizzato l'impianto può avere un'incidenza importante sul costo complessivo dell'opera. Per il caso in esame si è ipotizzato un terreno pianeggiante con costi di mercato medi. In questa voce confluiscono anche gli oneri relativamente alla gestione della sicurezza sia in fase di progettazione che in fase di esecuzione e le necessarie consulenze esterne per valutazioni necessarie all'ottenimento delle autorizzazioni (perizie geologiche, calcoli strutturali, rumore, Vigili del Fuoco ecc).

Trasformatore AT/MT

Per quanto riguarda i trasformatori si è previsto l'installazione, come fatto negli ultimi anni, di macchine da 40 MVA con Commutatore Sotto Carico con rapporto di trasformazione $132\pm12*1.25\%/20.8$ kV.

Sezione AT

In questa sezione vengono ricompresi i costi dell'intero reparto Alta Tensione, composto da due stalli di linea, una sbarra AT e due stalli Trasformatore AT/MT (fino allo stallo MT compreso), che prevede: la progettazione, la gestione della sicurezza sia in fase di progettazione che in fase di esecuzione, la fornitura e posa in opera di tutte le apparecchiature, compreso il palo gatto di ammarro e il collaudo prima della messa in servizio.

Sezione MT

In questa voce confluiscono tutti costi relativi al quadro MT (mediamente 8 uscite LMT per sbarra), della sezione relativa alla compensazione della corrente di guasto monofase a terra (n. 1 bobina di Petersen per sbarra collegata alla rete mediante Trasformatore Formatore di Neutro), al sistema protettivo, ai servizi ausiliari di cabina (impianto elettrico, raddrizzatore, batterie, quadri smistamento corrente alternata e continua).

Telecontrolli e smartizzazioni

In questa sezione vengono riportati i costi relativi ai sistemi di telecontrollo dell'impianto (RTU, Router, switch di rete) e del collegamento di connessione primario e di back up.

8.4.1.1.2 COSTI INVESTIMENTO IMPIANTI SECONDARI

Nell'ambito della definizione dei costi di investimento relativi agli impianti secondari, SET ha adottato una metodologia basata su configurazioni standardizzate e rappresentative delle tipologie di intervento più ricorrenti. L'obiettivo è fornire una stima attendibile e comparabile nel tempo, considerando gli elementi principali che caratterizzano le infrastrutture della rete di distribuzione secondaria.

Cabine Secondarie

Il costo complessivo delle cabine secondarie include sia il fabbricato, con un costo medio riferito a soluzioni di tipo "Box", sia l'arredo elettromeccanico standard. Quest'ultimo è rappresentato da una configurazione 2L+T, con comparti unificati da 700 mm e un trasformatore da 400 kVA. Inoltre, per garantire la gestione e il controllo remoto, è prevista l'installazione di un sistema di telecomando e automazione composto da 1 RGDAT (Rilevatore di Guasto Direzionale e Assenza Tensione) e 1 RGDM (Rilevatore di Guasto Direzionale e di Misura).

Cavi MT interrati

Per la posa dei cavi MT interrati, la stima dei costi è basata su un cavo tripolare 240 mm², con posa in canalizzazione di tipo B (profondità oltre 1,00 fino a 1,40 m) lungo strade provinciali. Lo scavo, effettuato su una carreggiata asfaltata di 5 metri di larghezza, prevede il ripristino del manto bituminoso su una superficie di 2,5 metri (mezza carreggiata, secondo le prescrizioni della Provincia Autonoma di Trento).

Cavi MT aerei

Per quanto riguarda la rete aerea in media tensione, la stima dei costi considera la posa di cavo 3x150+50, che rappresenta la sezione maggiore adottata da SET. La realizzazione dell'infrastruttura prevede l'esecuzione di tutti i plinti di fondazione necessari per la palificazione.

Cavi BT interrati

Per la bassa tensione interrata, il riferimento di costo è basato su un cavo 3x150+95 N Al/Cu, posato in canalizzazione di tipo A (profondità da 0,60 fino a 1,00 m) lungo strade comunali. Il ripristino del manto bituminoso è previsto su una larghezza di 2,0 metri, per garantire un corretto ripristino della viabilità.

Cavi BT aerei

Per la rete aerea in bassa tensione, si considera il precordato 3x70+54,6 N, che rappresenta la sezione di riferimento adottata da SET. L'infrastruttura include l'esecuzione di tutti i plinti di fondazione per la palificazione, al fine di garantire stabilità e durata nel tempo.

Presse BT

Le stime dei costi includono anche le presse BT, per le quali si considera un cavo 3x16+25C CU, con scavo su strade secondarie e il successivo ripristino del manto bituminoso su una larghezza minima di 1,5 metri, conforme alle specifiche tecniche richieste per gli interventi di ripristino.

Reattanze distribuite

Per quanto riguarda la posa di reattanze, il costo medio è stato definito considerando due principali tipologie di intervento: la posa di una reattanza da 60 kVAR in BT e la posa di una reattanza da 200 kVAR in MT, quest'ultima con l'aggiunta di uno scomparto trafo dedicato. La stima è stata effettuata sulla base della distribuzione percentuale delle due soluzioni all'interno del piano reattanze di SET.

Tabella 4 - Costi unitari, interventi sulla rete di media e bassa tensione

Intervento	Costo unitario	Categorie elementari	Incidenza %
Cabina Secondaria	€/CS 64.300	Fabbricato	37 %
		Sezione elettromeccanica	39 %
		Telecontrolli e smartizzazioni	3 %
		Trasformatore MT/BT	21 %
Linea MT	€/km_cavo 144.000	Linea MT in cavo	100 %
	€/km_cavo aereo 87.000	Linea MT aerea	100 %
Linea BT	€/km_cavo 90.000	Linea BT in cavo	100 %
	€/km_aereo 43.000	Linea BT aerea	100 %
Dispositivi per compensazione energia reattiva/controllo della tensione	€/reattanza distribuita 5.600	Reattanze distribuite	100 %
Prese	€/presa 6.900	Prese BT	100 %

8.4.1.2 COSTI OPERATIVI (OPEX)

I costi operativi (Opex) sono principalmente associati alle attività di manutenzione ordinaria, preventiva e correttiva sulla rete elettrica. La loro stima si basa su dati storici e su un'analisi dei volumi di attività previste per gli anni di piano.

Le principali attività considerate includono:

- Manutenzione programmata: per garantire la continuità del servizio e prevenire guasti
- Manutenzione su condizione: a seguito di ispezioni e monitoraggi
- Manutenzione predittiva: che si avvale di tecnologie avanzate per individuare anomalie prima che si traducano in guasti
- Manutenzione per Taglio Piante: necessaria per la sicurezza e l'affidabilità della rete
- Attività di esercizio e gestione delle infrastrutture di rete

Per ogni categoria di impianto vengono definiti costi operativi unitari annui, calcolati sulla base dei costi storici e delle attività previste per il mantenimento in efficienza degli asset.

Tabella 5 - Costi operativi unitari annui

Costi Operativi Unitari Annuì	Unità di misura	Valore
Costi operativi linee aeree MT	k€/km	0,21
Costi operativi linee in cavo interrato MT	k€/km	0,13
Costi operativi cabine secondarie	k€/n.	0,21
Costi operativi cabine primarie	k€/n.	11,5
Costi operativi centri satellite	k€/n.	7,3

8.4.2 BENEFICI DEGLI INTERVENTI

8.4.2.1 DEFINIZIONE DEGLI SCENARI ENERGETICI

Ai fini dello studio degli scenari energetici, sia sul breve che sul medio-lungo termine, si è operato in congruenza con l'approccio presentato nel Piano di Sviluppo 2025-2029 e alla ricostruzione degli scenari energetici è dettagliata nel Capitolo 7. In particolare, a partire dal Piano Energetico Ambientale Provinciale (PEAP 2021-2030) e dallo Scenario PNIEC Policy 2030, si è elaborato uno studio utile a stimare l'evoluzione dei consumi e l'evoluzione della produzione da fonte rinnovabile. Rispetto ai primi, sono stati costruiti dei modelli di dettaglio per la stima dei flussi energetici associati ai processi di ricarica per la mobilità elettrica ed al riscaldamento da pompe di calore, viceversa, in merito alla produzione da fonte rinnovabile il focus è stato dedicato (in coerenza con gli studi di scenario sopra-citati) alla risorsa fotovoltaica, sia rispetto ad impianti di piccola taglia (afferenti alla rete BT) che a quelli di grande taglia (afferenti alla rete MT).

Nello specifico, ai fini dell'Analisi Costi Benefici (di seguito ACB), in congruenza con le disposizioni della Delibera 112/2025/R/EEL e della Delibera 296/2023/R/EEL, SET ha predisposto tre scenari di studio, ovvero, a partire dallo scenario in essere 2024, sono stati elaborati gli scenari all'anno 2030 (breve termine) ed agli anni 2035 e 2040 (medio-lungo termine), rispetto ai quali sono state aggiornate le stime di evoluzione dei carichi e della produzione fotovoltaica.

Operativamente, a partire dallo scenario 2030, dettagliato nel sopracitato Capitolo 7 del Piano di Sviluppo SET 2025-2029, si è provveduto ad aggiornare i profili di scambio secondo coefficienti moltiplicativi coerenti con quanto definito nello Scenario PNIEC Policy 2030. Tali profili sono stati applicati alle singole risorse, di generazione e/o di carico, con granularità pari alla singola Cabina Secondaria, o, equivalentemente, al singolo nodo della rete MT.

Nella seguente Tabella 6 si riporta il dettaglio dei coefficienti moltiplicativi adottati per la provincia di Trento.

Tabella 6 - Ricostruzione degli scenari energetici all'anno scenario 2035 e 2040.

	PNIEC (DE-IT)											
	EV IT [k]	Incremento vs 2030	EV [k]	Fattore scala EV	PDC IT [k]	Incremento vs 2030	PDC [k]	Fattore scala PDC	PV IT [GW]	Incremento vs 2030	PV [GW]	Fattore scala PV
2030	6500	-	54,0	1,00	4600	-	34,5	1,00	79,3	-	0,63	1,00
2031	7620	17%	63,3	1,17	5540	20%	41,6	1,20	83,4	6%	0,66	1,05
2032	8740	34%	72,6	1,34	6480	42%	48,6	1,41	87,6	12%	0,70	1,10
2033	9860	52%	81,9	1,52	7420	63%	55,7	1,61	91,7	18%	0,73	1,16
2034	10980	69%	91,2	1,69	8360	84%	62,7	1,82	95,9	23%	0,76	1,21
2035	12100	86%	100,5	1,86	9300	102%	69,8	2,02	100,0	26%	0,80	1,26
2036	13200	103%	109,7	2,03	10220	122%	76,7	2,22	104,2	31%	0,83	1,31
2037	14300	120%	118,8	2,20	11140	142%	83,6	2,42	108,4	37%	0,86	1,37
2038	15400	137%	127,9	2,37	12060	162%	90,5	2,62	112,6	42%	0,90	1,42
2039	16500	154%	137,1	2,54	12980	182%	97,4	2,82	116,8	47%	0,93	1,47
2040	17600	171%	146,2	2,71	13900	202%	104,3	3,02	121,0	53%	0,96	1,53
2041	18740	316%	155,7	2,88	14860	223%	111,5	3,23	125,1	58%	1,00	1,58
2042	19880	342%	165,2	3,06	15820	244%	118,7	3,44	129,2	63%	1,03	1,63
2043	21020	367%	174,6	3,23	16780	265%	125,9	3,65	133,2	68%	1,06	1,68
2044	22160	392%	184,1	3,41	17740	286%	133,1	3,86	137,3	73%	1,09	1,73
2045	23300	258%	193,6	3,58	18700	307%	140,3	4,07	141,4	78%	1,13	1,78
2046	24420	276%	202,9	3,76	19640	327%	147,3	4,27	145,5	84%	1,16	1,84
2047	25540	293%	212,2	3,93	20580	347%	154,4	4,47	149,7	89%	1,19	1,89
2048	26660	310%	221,5	4,10	21520	368%	161,4	4,68	153,8	94%	1,22	1,94
2049	27780	327%	230,8	4,27	22460	388%	168,5	4,88	158,0	99%	1,26	1,99
2050	28900	345%	240,1	4,45	23400	409%	175,5	5,09	162,1	104%	1,29	2,04

8.4.2.2 CREAZIONE DI UN MODELLO DI RETE UTILE ALL'ACB

SET ha sviluppato una piattaforma informatica avanzata per la gestione e l'analisi della rete di distribuzione elettrica, con un elevato livello di dettaglio sia per la rete in Media Tensione (MT) che per quella in Bassa Tensione (BT). Tale piattaforma integra pienamente l'infrastruttura di misura, organizzando in un unico database tutte le misure acquisite dai POD, dalle testate linea MT in cabina primaria e dai trasformatori AT/MT, consentendo così una rappresentazione fedele e aggiornata del comportamento elettrico della rete.

A supporto di queste funzionalità, SET ha realizzato un database georeferenziato completo degli asset di rete, che costituisce la base comune per le attività di esercizio, manutenzione e pianificazione. Il sistema è in grado di rappresentare la struttura fisica della rete, permettendo una visione integrata del sistema distributivo e la correlazione con le misure rilevate.

Negli ultimi anni è stato inoltre implementato un modello digitale della rete — un vero e proprio Digital Twin — sviluppato utilizzando i software DigSilent PowerFactory e Pandapower, scelti in funzione della tipologia di analisi da eseguire e delle esigenze di integrazione con la piattaforma di SET. Il modello consente di eseguire simulazioni di flusso di potenza e valutazioni tecnico-economiche, con particolare attenzione alle evoluzioni della rete e agli impatti derivanti dai nuovi interventi.

L'intera rete MT è attualmente modellata in modo completo, sia per quanto riguarda la topologia che i profili di carico e generazione. Per la rete BT, la modellazione è in fase di estensione, in parallelo con la progressiva acquisizione dei dati di misura abilitati dai contatori 2G.

Il lavoro svolto da SET rappresenta un'importante evoluzione nella direzione di una pianificazione sempre più consapevole e data-driven. La piattaforma costituisce un solido riferimento per l'analisi tecnico-economica degli interventi del Piano di Sviluppo e per la valorizzazione dei benefici nelle analisi costi-benefici (ACB), consentendo di simulare, con approccio nodale, sia la rete attuale sia gli scenari futuri post-intervento.

Tuttavia, è importante sottolineare che l'utilizzo sistematico di questi strumenti richiede ancora un percorso di consolidamento. Sebbene operativi, tali strumenti presentano un livello di maturità industriale ancora in evoluzione: l'applicazione strutturata dei modelli per l'analisi della rete MT, ad esempio tramite simulazioni estese di Load Flow, è stata avviata solo a partire dal 2024. Ciò comporta la necessità di svolgere attività di validazione dei risultati, verifica dei dati e gestione di eventuali casistiche atipiche. L'approccio adottato da SET rappresenta una scelta strategica, che comporta impegno e complessità operative ma che pone le basi per una capacità analitica avanzata e strutturata nel tempo.

Le attività svolte nell'ambito del presente Piano di Sviluppo, in particolare per le analisi ACB, costituiscono un'opportunità concreta per affinare l'utilizzo di tali strumenti, valorizzandone il potenziale e consolidandone l'adozione per la pianificazione futura della rete.

In merito alla modellazione, nello scenario attuale, dei flussi energetici sulla rete di distribuzione, è stato necessario ricostruire gli scambi di ogni singolo nodo, anche rispetto agli utenti BT non ancora strutturati con un meter di seconda generazione. La modellazione è stata basata sull'anno di riferimento 2024, per il quale sono disponibili tutte le misure (ndr. profili di potenza), a partire dall'anno di riferimento 2024 sono stati poi creati (sia rispetto alla struttura di rete in essere sia rispetto alle varie evoluzioni in fase di studio) gli scenari all'anno 2030, 2035 e 2040 (come dettagliato nel sottocapitolo precedente).

Operativamente, rispetto all'anno di riferimento (2024), per ogni CP i , per ogni feeder MT j e per ogni intervallo orario t sono stati calcolati i profili di potenza correlati alle utenze MT. Questi conseguono dalle letture dei corrispettivi meter, ovvero date le letture di tutti i meter x , associati ad utenze attive, passive e/o a punti di scambio con sub-distributori, si calcola il contributo energetico (ndr. potenza scambiata) relativa alle utenze allacciate alla rete in Media Tensione come:

$$Load_{MT_{i,j,t}} = \sum_{x \in I} Load_{MT_{x,t}}$$

$$Gen_{MT_{i,j,t}} = \sum_{x \in I} Gen_{MT_{x,t}}$$

SET ha poi a disposizione le letture associate ai meter correlati ad ogni singola CP ($Scambio_{CP_{i,t}}$) e quelle correlate ad ogni singolo feeder ($Scambio_{feeder_{i,t}}$) (ndr. lettura a testa linea), è quindi possibile ricostruire il profilo di scambio della rete in bassa tensione sottesa al singolo feeder MT j come differenza delle letture precedenti, ovvero:

$$Scambio_{BT_{i,j,t}} = Scambio_{feeder_{i,t}} + Gen_{MT_{i,j,t}} - Load_{MT_{i,j,t}} - Loss_{MT_{i,j,t}}$$

Nel bilancio energetico proposto, le perdite sulla rete MT ($Loss_{MT_{i,j,t}}$) sono state stimate pari all'1,2% della potenza vettoriata.

Proseguendo, rispetto alla rete BT, per ogni cabina secondaria k , sono a disposizione i profili di scambio delle utenze BT con potenza contrattuale superiore ai 55 kW ($Scambio_{BT_{55_{i,j,k,t}}}$) ed i profili di scambio delle utenze BT dotate di meter di seconda generazione ($Scambio_{BT_{2G_{i,j,k,t}}}$); è quindi possibile ricavare il contributo associato agli eventuali utenti ancora basati su meter di prima generazione:

$$\sum_{x \in j} Scambio_{BT_{1G_{i,j,x,t}}} = Scambio_{BT_{i,j,t}} - \sum_{x \in j} Scambio_{BT_{55_{i,j,x,t}}} - \sum_{x \in j} Scambio_{BT_{2G_{i,j,x,t}}}$$

Tale profilo di potenza viene quindi distribuito fra tutti gli utenti BT dotati di meter 1G proporzionalmente all'energia "per fascia" prelevata dagli stessi, similmente le iniezioni di potenza registrate dai meter 1G sono distribuite proporzionalmente all'energia iniettata misurata dagli stessi.

Si ottiene così una ricostruzione di dettaglio degli scambi energetici; si noti che l'approccio è finalizzato all'esecuzione di load-flow per l'intera rete MT esercita da SET, viceversa la rete BT verrà trattata (come meglio descritto nel seguito) tramite lo studio di opportuni archetipi, motivo per il quale non sono state stimate, nel dettaglio, le perdite di energia associate al sistema BT, ovvero queste risultano, nei fatti, spalmate come termine addizionale sugli utenti BT, andando ad imporre il bilancio riportato più sopra.

Il modello così ottenuto viene risolto tramite un classico strumenti di Load Flow, andando a verificare la congruenza fra le varie informazioni; tale congruenza non è scontata in quanto la procedura delineata si riferisce ad un assetto di rete standard, viceversa il sistema di distribuzione è esercizio in assetto variabile, in funzione delle esigenze operative.

Ai fini del presente studio si è quindi dovuto andare a verificare caso per caso con congruenza dei dati raccolti, correggendoli (ndr. manualmente) al fine di ottenere un modello numero corrispondente all'esercizio della rete.

A partire dai profili di potenza relativi all'anno di riferimento 2024 si è quindi ricostruito lo scenario all'anno 2030 andando, nodalmente, ad aggiungere i flussi energetici associati all'evoluzione attesa dei carichi e della generazione diffusa, come dettagliato nel Capitolo 7 del Piano di Sviluppo SET 2025-2029.

Similmente, a partire dallo scenario 2030, adottando i coefficienti moltiplicativi riportati nella sezione precedente, sono stati modellati gli scenari 2035 e 2040.

Il risultato ottenuto è quindi relativo ad un modello di rete nodale in cui, per ogni singolo scenario in analisi, sono noti i profili di scambio con i vari utenti, ovvero i flussi di potenza ed i profili di tensione sull'intera rete in Media Tensione. Rispetto a tale base di dati si è quindi proceduto al calcolo degli indicatori di beneficio indicati nella Delibera 112/2025/R/EEL, ovvero:

- BP1 – Riduzione attesa delle interruzioni per clienti finali in condizioni di ondata di calore
- BP2 – Riduzione attesa delle interruzioni a fronte di eventi estremi localizzati
- BA3 – Riduzione attesa delle interruzioni per clienti finali in condizioni ordinarie
- BP4 – Costi evitati attesi per azioni di emergenza a seguito di interruzioni nelle condizioni di cui ai benefici BP1, BP2 e BA3
- BP5 – Riduzione della mancata produzione rinnovabile per effetto delle interruzioni
- BP6 – riduzione attesa di buchi di tensione severi
- BP7 – Costi evitati di manutenzione straordinaria post-guasto per effetto dell'intervento
- BP8 – Costi evitati di esercizio e manutenzione su base continuativa
- BP9 – Interconnessione alla rete di porzioni di rete precedentemente isolate
- BP10 e BA10 – Effetti della variazione attesa delle perdite di rete
- BP11 – Riduzione attesa dei distacchi di energia da fonte rinnovabile per effetto di variazioni di tensione
- BP12 – Riduzione attesa della saturazione delle immissioni di energia da fonte rinnovabile
- BP13 – Riduzione attesa della saturazione dei prelievi di energia

Rispetto alle esigenze di pianificazione individuate sulla rete elettrica di distribuzione esercita da SET, i benefici di interesse risultano essere i seguenti:

- Una prima linea di interventi è giustificata da esigenze correlata alla resilienza della rete, ovvero agli indicatori BP2, BA3, BP4, BP7, BP8;
- Una seconda linea di interventi è giustificata da esigenze di vettoriamento dell'energia prelevata dal carico e/o immessa in rete dalla generazione distribuita, ovvero agli indicatori BP10, BA10, BP11, BP12, BP13;

Per ognuna delle due linee di intervento, si riporta nel seguito una descrizione di dettaglio dell'approccio modellistico adottato ai fini della ACB.

8.4.2.3 ACB SU INDICATORI ASSOCIATI ALLA RESILIENZA DELLA RETE

La resilienza di un sistema è la sua capacità di resistere a sollecitazioni estreme e di ripristinare, nel più breve tempo possibile, la propria operatività. In questa ottica si inseriscono gli interventi di aumento resilienza, rappresentati principalmente dall'interramento di linee aeree, intrapresi ormai da tempo da SET.

I benefici attesi considerati da SET sono raggruppati nelle seguenti categorie, secondo le definizioni fornite nell'allegato A della Deliberazione 112/2025/R/eel: BP2, BA3, BP7, BP8p.

La definizione dei parametri che compaiono nelle equazioni che quantificano ciascun beneficio è oggetto del paragrafo 8.4.2.3.1, mentre le formule utilizzate sono descritte nel paragrafo 8.4.2.3.1.

8.4.2.3.1 DEFINIZIONE DEI PARAMETRI DI RESILIENZA

8.4.2.3.1.1 POTENZE INTERROTTE MEDIE

Le potenze medie interrotte sono calcolate sulla base dell'aggregazione alle cabine secondarie di riferimento degli effettivi profili di energia scambiata misurata dai contatori utente (come descritto nella precedente sezione 8.4.2.2).

Per l'anno zero le potenze medie interrotte corrispondono alle misure in possesso di SET, mentre per i ventiquattro anni successivi sono scalate in funzione degli scenari definiti a livello Provinciale, come dettagliato nella precedente sezione 8.4.2.1.

Si è assunto che la potenza media interrotta prima e dopo l'intervento sia la stessa poiché l'utenza sottesa della linea non varia a causa dell'interramento della rete. Esistono tuttavia alcuni casi in cui la rete post-intervento presenta un numero di nodi diversi, ad esempio dovute alla dismissione di PTP in favore di cabine. In questi casi si è modificato manualmente il dataset in modo da mantenere la corrispondenza in potenza pre e post-intervento. Questa modalità, che può sembrare macchinosa, è risultata essere migliore rispetto alla riscrittura del codice per considerare le variazioni suddette.

Si è inoltre assunto che la potenza media interrotta in condizioni non ordinarie e ordinarie sia la medesima.

8.4.2.3.1.2 POTENZA CONSUMATA INTERROTTA MEDIA PI

La potenza consumata interrotta media, indicata con PI nelle formule dei benefici, è calcolata sulla base dei prelievi. Per tenere conto dell'autoconsumo, si è introdotto il fattore correttivo k , che esprime il rapporto tra l'energia assorbita e consumata (consumata = prelevata + autoconsumata).

L'approccio SET prevede di calcolare la potenza consumata media interrotta come la media dei soli prelievi, considerando, per gli utenti misti (prosumer) come nulle le potenze in immissione. Questo approccio è sicuramente semplificativo e cautelativo rispetto al calcolo di un parametro k .

Bisogna però considerare i seguenti aspetti:

1. Un unico valore di k per tutta la rete di distribuzione risulta troppo approssimativo, a causa della natura diversa degli utenti e quindi delle loro abitudini di consumo. Sarebbe quindi necessario calcolare più valori di k in funzione del tipo di utenza connessa alla rete considerata;
2. Il metodo utilizzato è conservativo poiché l'energia prelevata è sempre minore o al più uguale all'energia consumata. La potenza consumata media interrotta calcolata è, quindi, sicuramente minore della reale.

8.4.2.3.1.3 PROBABILITÀ DI GUASTO DEI NODI DI RETE DI MEDIA TENSIONE

La probabilità di guasto quantifica il numero di guasti, in media, in un chilometro di una data tipologia di linea e per una causa definita. La probabilità di guasto PG corrisponde ai tassi di guasto chilometrici τ (o unitari) e sono posti convenzionalmente pari al reciproco dei tempi di ritorno T_R .

Le aree omogenee sono definite in fasce altimetriche, data la morfologia montana che caratterizza il territorio Trentino.

Dopo aver definito le probabilità di guasto unitari, si calcola la probabilità di guasto associata ad ogni segmento (o ramo) di rete che unisce due cabine secondarie, ovvero tra due nodi MT. Tale tratta può essere composta da più segmenti di linee di diverso tipo e di lunghezze diverse. La probabilità di guasto del ramo è la media dei singoli tassi di guasto τ_i sulla lunghezza dei segmenti L_i , secondo la formula:

$$\tau_{ramo} = \frac{\sum_i \tau_i \cdot L_i}{\sum_i L_i}$$

I tassi di guasto dei rami sono utilizzati per calcolare i tassi di guasto associati ad ogni nodo (cabina secondaria). Questo è fatto con un algoritmo che determina, tramite teoria dei grafi, il più resiliente cammino che collega ogni CS ad una CP, ossia il valore minimo di τ_{CS} associabile ad ogni cabina secondaria.

Per ogni intervento si otterranno quindi una lista di cabine secondarie con associato il tasso di guasto calcolato. Eseguendo il procedimento descritto, prima e dopo l'intervento di interrimento linea, si ottengono due colonne di probabilità di guasto pre ($PG_{without}$) e post-intervento (PG_{with}).

I prossimi paragrafi descrivono come sono stati calcolati i tassi di guasto unitari, sia nelle condizioni ordinarie che non ordinarie. L'analisi sui guasti dovuti alla caduta piante ha un approccio statistico sullo storico dei guasti rilevati nell'ultimo decennio, mentre per il manicotto di ghiaccio si è seguito un approccio fisico, secondo le specifiche della normativa CEI EN 50341-1 e CEI EN 50341-2-13.

CADUTA PIANTE

Gli eventi di guasto considerati ai fini della definizione dei tassi di guasto in condizioni non ordinarie dovuti a caduta piante, che si verificano contemporaneamente nell'ambito della rete di competenza SET, sono tipicamente associabili a fenomeni meteorologici severi e persistenti (ad esempio forti nevicate o tempeste di vento) oppure ad eventi quali frane e valanghe. Questi fenomeni possono portare a condizioni di emergenza della rete elettrica, causando guasti multipli con conseguenti disservizi di lunga durata, anche perché le avverse condizioni meteo possono rendere molto difficili le operazioni di individuazione e riparazione dei guasti da parte del personale che interviene sul posto.

Per eventi di guasto contemporanei (non ordinari) si devono intendere guasti ricadenti, totalmente o parzialmente, all'interno di una stessa finestra temporale mobile della durata convenzionale di 24 ore. Per essere considerato non ordinario un evento deve comprendere almeno 4 guasti contemporanei.

Nei guasti in condizioni ordinarie rientrano invece i guasti singoli.

Gli elementi necessari, per risalire al tasso di guasto annuo per chilometro di linea MT in area boschiva, sono i seguenti:

- il numero di "anni" di osservazione (n_{anni}) su cui impostare l'analisi, pari a 15 per SET;
- la consistenza, espressa in km delle linee aeree MT distinte per conduttori nudi e in cavo in zona boschiva ($\sum_i L_{i,bosco-o}$) per fascia altimetrica;
- il numero di registrazioni di eventi di guasto, distinti per guasti contemporanei e non contemporanei, su linee MT aeree (N_{g-o}), distinte per conduttori nudi e in cavo, imputabili alla caduta di alberi di alto fusto all'interno della stessa area omogenea;

La consistenza di rete da considerare sarà quella riferita al 31/12 dell'anno n-1 rispetto all'anno n di calcolo.

Il tasso di guasto per ogni fascia altimetrica è definito come:

$$\tau_{g-o} = \frac{N_{g-o}}{(n_{anni} \sum_i L_{i,bosco-o})}$$

Il calcolo dei tempi di ritorno sono stati eseguiti sia in caso di guasti non ordinari (contemporanei), sia ordinari (non contemporanei). Nelle tabelle che seguono si riportano i risultati ottenuti.

Tabella 7 - Tempo di ritorno per caduta piante in condizioni non ordinarie (guasti contemporanei).

Tempo di ritorno per fascia omogenea [anni*km]		Fascia altimetrica [m s.l.m.]
Conduttore Nudo	Cavo Elicord	
132	1500	$h < 350$
40	47	$350 \leq h < 650$
6	47	$650 \leq h < 1300$
6	37	$h \geq 1300$

Tabella 8 - Tempo di ritorno per caduta piante in condizioni ordinarie (guasti non contemporanei).

Tempo di ritorno per fascia omogenea [anni*km]		Fascia altimetrica [m s.l.m.]
Conduttore Nudo	Cavo Elicord	
35	48	$h < 350$
23	66	$350 \leq h < 650$
9	77	$650 \leq h < 1300$
5	75	$h \geq 1300$

Per le linee in cavo interrato si è assunto un valore di tempo di ritorno $TR = 1500 \text{ anni} * km$, visto la probabilità praticamente nulla di guasto dovuto a caduta piante.

MANICOTTO DI GHIACCIO O NEVE

Il fenomeno in esame riguarda le sole linee aeree in conduttore nudo poiché le linee aeree elicord sono sorrette da una fune di acciaio con elevato carico di rottura e l'esperienza di esercizio non ha mostrato interruzioni della continuità elettrica per motivi legati a neve e ghiaccio.

Seguendo le prescrizioni delle norme CEI EN 50341-1 e CEI EN 50341-2-13 è possibile quantificare il carico di neve e ghiaccio e del vento in funzione della quota di installazione e della tipologia di conduttore utilizzato che porta alla rottura del conduttore. Questo valore corrisponde al carico che la linea ha probabilità di superare il 2% del tempo. Corrisponde quindi alla sezione di manicotto il cui carico è tale da causare la rottura del conduttore in media ogni 50 anni.

Il problema da affrontare per definire la resilienza di una linea aerea in conduttore nudo, in termini di tempo di ritorni T_R , è però l'opposto: dati i parametri della linea (sezione e materiale, da cui si deriva il carico di rottura) e le condizioni meteorologiche storiche aggiornate, verificate e affidabili, si calcola tempo di ritorno invertendo le equazioni proposte dalla normativa.

I dati meteorologici sono forniti dal modello MERIDA di RSE² che individua i principali parametri meteorologici su tutto il territorio italiano, con frequenza oraria, su una griglia con maglia di 1 km, cui soggiace una orografia semplificata. I dati meteorologici del modello MERIDA sono riportati alle coordinate geografiche delle località di riferimento geografico preventivamente identificate da SET per estrapolazione dei punti griglia circostanti. Lo studio è aggiornato annualmente e copre un campione statistico di 20 anni, al fine di avere rilevanza statistica.

Si riporta in tabella qualche esempio di valori di tempi di ritorno delle tipologie di conduttore nudo più utilizzate nelle reti SET. I valori riportati sono la media dei valori ottenuti per una data tipologia di conduttore su tutto il territorio Trentino.

Tabella 9 - Tempo di ritorno per manicotto di ghiaccio.

Tipologia di Conduttore	Tempo di ritorno medio [anni*km]	Quota media linee [m.s.l.m.]
Nudo 70 Cu	21,3	752
Nudo 25 Cu	20,3	815
Nudo 35 Cu	16,0	916
Nudo 35 Aldrey	18,8	776

8.4.2.3.1.4 DURATA MEDIA DELL'INTERRUZIONE PROLUNGATA

CONDIZIONI ORDINARIE D_{ORD}

Per calcolare il valore Dord sono state utilizzate tutte le interruzioni di origine MT, non ricadenti in periodi a condizione perturbata, per gli anni 2015 – 2024, con cause accertate riconducibili a componenti guasti o gli elementi estranei che hanno causato l'evento e per i quali c'è stata la necessità di un intervento per effettuare la riparazione.

Per ogni anno, sono stati sommati tutti i momenti interruttivi di tutte le interruzioni e divisi per il numero di utenti BT al 31 dicembre dello stesso anno.

Tabella 10 - Statistiche interruzioni in condizioni ordinarie nell'intervallo 2015 – 2024.

Anno	Somma momenti interruttivi (m)	Utenti al 31/12	Durata Media interruzioni anno (m)
2015	4.101.959	309.821	13,24
2016	2.844.774	310.259	9,17
2017	2.259.183	310.868	7,27
2018	4.308.111	330.716	13,03
2019	4.240.347	331.843	12,78
2020	3.721.212	332.885	11,18
2021	3.313.210	334.627	9,90
2022	3.425.793	337.803	10,14
2023	3.053.363	343.931	8,88
2024	3.117.132	345.633	9,02

Il valore Dord è stato calcolato facendo la media del decennio, ottenendo il valore di 10,46 minuti.

² MERIDA sito web.

CONDIZIONI NON ORDINARIE D_{PEE}

Per calcolare il valore D_{pee} sono state utilizzate tutte le interruzioni di origine MT ricadenti in periodi a condizione perturbata, per gli anni 2015 – 2024, con cause accertate riconducibili a componenti guasti o gli elementi estranei che hanno causato l'evento e per i quali c'è stata la necessità di un intervento per effettuare la riparazione. Non sono state considerate le interruzioni senza localizzazione, cioè tutti gli eventi che, o attraverso i cicli automatici di richiusura o attraverso manovre in telecomando, sono rientrate in servizio senza individuare un componente guasto e quindi senza la necessità di intervenire fisicamente sull'infrastruttura.

La durata di ogni interruzione è definita come il periodo, in ore, che intercorre tra la disalimentazione del primo utente coinvolto e la rialimentazione definitiva di tutti gli utenti.

Per ogni guasto accertato è stato associato l'elemento che ha determinato l'interruzione:

- per le linee aeree (linee in conduttore nudo e linee in cavo elicord);
- per le linee in cavo tutte quelle interrate.

Questo ha permesso di definire due valori di D_{pee}, per cavo interrato e linea aerea come visibile in Tabella 11.

Tabella 11 - Statistiche SET interruzioni in condizioni non ordinarie nell'intervallo 2015 – 2024.

Cavo interrato				Linea aerea (nudo+cavo)		
Anno	N. interruzioni	Sommatoria durata netta (h)	Durata media interruzioni (h)	N. interruzioni	Sommatoria durata netta (h)	Durata media interruzioni (h)
2015	1	3,42	3,42	11	54,06	4,91
2016	0	0,00	0,00	7	42,05	6,01
2017	2	5,25	2,62	31	203,08	6,55
2018	1	0,62	0,62	61	4426,20	72,56
2019	1	1,59	1,59	50	301,32	6,03
2020	2	1,49	0,74	15	101,33	6,76
2021	0	0,00	0,00	2	8,18	4,09
2022	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
2023	3	3,96	1,32	3	5,82	1,94
2024	4	2,22	0,56	7	13,44	1,92
Tot.	14	18,55	1,32	187	5155,48	27,57
	Dpee cavo interrato = 1,32 h			Dpee linea aerea = 27,57 h		

Poiché il valore calcolato sui dati storici SET per le linee aeree è superiore al limite indicato da ARERA, si è considerato, ai fini del calcolo dei benefici, un tempo medio di durata delle interruzioni in condizioni non ordinarie pari a 16 h.

Per l'area di competenza di SET, si evidenzia come, nei periodi a condizione perturbata, i guasti sui cavi interrati abbiamo un impatto basso rispetto alle interruzioni sulle linee aeree.

Gli eventi climatici estremi che si stanno registrando negli ultimi anni hanno evidenziato fenomeni sempre più violenti, dovuti a venti di forte intensità che determinano caduta di piante fuori fascia, ad alto fusto, sulla linea MT.

Gli investimenti sull'interramento della rete MT in conduttori nudi, effettuati da SET Distribuzione a seguito della tempesta VAIA dell'ottobre 2018, evidenziano come in caso di eventi metereologici estremi, l'impatto sulla rete elettrica sia inferiore agli anni precedenti.

8.4.2.3.1 MODALITÀ DI CALCOLO DEI BENEFICI DI RESILIENZA

Nei sottocapitoli che seguono si sono riportate le formule impiegate (adattate dall'Allegato A della Deliberazione 112/2025/R/eel) per il calcolo dei benefici associati agli interventi con oggetto l'aumento della resilienza della rete di distribuzione, definiti dalla deliberazione 296/2023/R/eel. Tali lavori sono rappresentati dall'interramento di linee aeree sia in conduttore nudo che in cavo Elicord.

I benefici sono quantificati in Euro / anno e, in termini generali, seguono la logica di calcolo:

$$Beneficio = \Delta Q \cdot C$$

dove:

- ΔQ è il differenziale di quantità fisiche “without – with”: la variazione attesa di un parametro fisico del sistema elettrico prima (without) e dopo (with) l'intervento in esame;
- C è il coefficiente di valorizzazione: definisce la quantificazione economica dei costi unitari associati a ciascun parametro fisico.

La definizione delle variabili e dei parametri che compaiono nelle formule sono stati descritti nel capitolo 8.4.2.3.1. Si riporteranno soltanto alcuni dettagli necessari alla migliore comprensione dell'equazione.

Le sommatorie, se non indicato diversamente, sono da intendersi riferite alle cabine secondarie che compongono la linea oggetto dell'intervento.

- **BP2 - Riduzione attesa delle interruzioni a fronte di eventi estremi localizzati**

Il beneficio BP2 presenta le interruzioni di durata prolungata - a seguito di guasto multiplo e, quando applicabile, di guasto singolo - dovuta a circostanze di eventi estremi quali neve/ghiaccio, allagamenti, frane e altri fenomeni legati al dissesto idrogeologico, tempeste di vento, cadute piante fuori fascia, salino, per tutti i mesi dell'anno.

L'analisi di SET ha considerato i soli guasti multipli causati dalla caduta piante fuori fascia e dalla rottura dei conduttori per causa del manicotto di neve / ghiaccio. Resta incluso che la caduta piante può essere contestuale a eventi meteo estremi come tempeste di vento, frane, inondazioni.

Il calcolo si basa sulla formula seguente, adattata dal capitolo 5 dell'allegato A delle Delibera 112/2025/E/eel per renderla più rappresentativa della metodologia di calcolo definita da SET:

$$BP2 = \left(\sum_i PI_i \cdot (PG_{without,i} - PG_{with,i}) \right) \cdot D_{pee} \cdot VOLL$$

- **BA3 - Riduzione attesa delle interruzioni per clienti finali in condizioni ordinarie**

Il beneficio BA3 corrisponde a tutte le condizioni di guasto singolo con impatto ordinario in termini di durata dell'interruzione e include inoltre le condizioni di guasto multiplo (per circostanze diverse dal beneficio BP2) che occorrono fuori dal periodo di ondata di calore.

L'analisi di SET ha considerato le interruzioni di origine MT, non ricadenti in periodi a condizione perturbata con cause accertate riconducibili a componenti guasti o gli elementi estranei che hanno causato l'evento e per i quali c'è stata la necessità di un intervento per effettuare la riparazione.

Il calcolo si basa sulla formula seguente, tratta dal capitolo 6 dell'allegato A delle Delibera 112/2025/E/eel per renderla più rappresentativa della metodologia di calcolo definita da SET:

$$BA3 = \left(\sum_i PI_i \cdot (PG_{without,i} - PG_{with,i}) \right) \cdot D_{ord} \cdot VOLL$$

- **BP7 - Costi evitati di manutenzione straordinaria post-guasto per effetto dell'intervento**

Il beneficio BP7 quantifica i costi evitati di manutenzione straordinaria post-guasto per effetto dell'intervento di resilienza.

Il calcolo si basa sulla formula seguente, tratta dal capitolo 10 dell'allegato A delle Delibera 112/2025/E/eel per renderla più rappresentativa della metodologia di calcolo definita da SET:

$$BP7 = \left(\sum_i L_i \cdot (PG_{without,i} - PG_{with,i}) \right) \cdot CMU_{guasto}$$

- **BP8p – Riduzione dei costi per taglio piante**

Il beneficio BP8p quantifica i costi evitati di manutenzione per taglio piante.

Il calcolo si basa sulla formula seguente, tratta dal capitolo 11 dell'allegato A delle Delibera 112/2025/E/eel per renderla più rappresentativa della metodologia di calcolo definita da SET:

$$BP8p = \sum_i L_i \cdot C_{interramento}$$

In questo caso la sommatoria si riferisce a tutti i tratti di linea interrati in tratta boscata nell'intervento, che potrebbero essere minori della lunghetta complessiva di linea che separa due cabine secondarie.

8.4.2.4 ACB SU INDICATORI ASSOCIATI ALLE PERDITE DELLA RETE

L'analisi della variazione attesa delle perdite sulla rete ha come oggetto principale dello studio la sostituzione di apparati. A fronte di un miglioramento degli apparati in essere (ndr. Trasformatori) l'energia dissipata per lo stesso scambio di potenza risulta essere inferiore.

Stando alla Delibera 112/2025/R/EEL, i benefici in oggetto sono calcolabili come segue:

$$BP10 = \Delta_{perdite} \cdot FEm \cdot (COSTO_{CO2} - PREZZO_{CO2})$$

$$BA10 = \Delta_{perdite} \cdot CPTE$$

La metodologia per la quantificazione è stata sviluppata in ambiente PandaPower modellando ogni singola CP tramite la sbarra AT ed il trasformatore AT/MT. Andando ad imporre un flusso energetico (ovvero uno scambio sulla sbarra MT, così come calcolato nella seguente sezione 0) pari a quanto registrato nell'anno di riferimento 2024, e a quanto ricostruito per gli anni scenario 2030, 2035 e 2040 si è quindi condotto un power flow con risoluzione oraria e profondità annuale. La configurazione ante e post necessarie per valutare il $\Delta_{perdite}$ differisce in questo caso per una diversa caratterizzazione del trasformatore di CP.

8.4.2.5 ACB SU INDICATORI ASSOCIATI AL VETTORIAMENTO DEI FLUSSI DI POTENZA SUI CARICHI E SUI GENERATORI

L'analisi dell'impatto in rete dovuto all'evoluzione delle esigenze dei carichi e della generazione distribuita richiede lo studio sia del sistema di distribuzione in media tensione che di quello in bassa tensione, risultando essere particolarmente complesso ed oneroso. Ai fini dell'ACB SET ha quindi sviluppato una metodologia di calcolo finalizzata a ridurre l'onere computazionale delle analisi mantenendone, al contempo, l'accuratezza sui risultati numerici finali, ovvero è proposto un approccio basato anche su considerazioni statistiche e su archetipi di riferimento, come dettagliato nel seguito.

In primis, la considerazione di base è relativa agli apparati da modellare ed alla loro correlazione, ovvero la rete di distribuzione è stata schematizzata in quattro macroblocchi (o interfacce) fra di loro consecutivi:

- Il primo macroblocco è quello relativo alla Cabina Primaria, ovvero al trasformatore AT/MT con relativo OLTC;
- Il secondo macroblocco è quello relativo alle linee di distribuzione in media tensione, ovviamente considerando i flussi energetici relativi agli utenti direttamente afferenti alla media tensione e quelli associati alle Cabine Secondarie;
- Il terzo macroblocco è quello relativo alle Cabine Secondarie, ovvero al trasformatore MT/BT, eventualmente dotato di OLTC (alcuni interventi prevedono infatti l'installazione di un OLTC proprio a livello di CS);
- Il quarto macroblocco è relativo alla rete di distribuzione in Bassa Tensione, arrivando cioè alla modellazione del singolo nodo e del singolo feeder BT, ovvero delle singole violazioni di corrente e di tensione che si potrebbero manifestare a tale livello in ragione degli scenari energetici evolutivi (2030-2035-2040).

La modellazione, e simulazione, integrata dei quattro macroblocchi risulterebbe computazionalmente molto onerosa, parimenti risulterebbe molto complesso andare a considerare tutte le diverse possibili condizioni di esercizio di ogni singola interfaccia, si è quindi sviluppata una metodologia basata sulla simulazione di dettaglio di ogni singolo macroblocco, andando ad imporre, in cascata, le condizioni operative risultanti dal livello gerarchicamente superiore.

Ovvero, si è provveduto a modellare e simulare la prima interfaccia, ovvero la CP, alimentando il modello con i profili di tensione che si registrano sul nodo AT che la alimenta, valutando l'intervento, e l'eventuale saturazione degli OLTC, e quindi i profili di tensione che risulterebbero sulla sbarra MT. Tali profili di tensione sono quindi utilizzati come input per le simulazioni del secondo macroblocco, ovvero per i calcoli di power flow sulla rete in Media Tensione.

Similmente, i profili di tensione calcolati in esito al secondo macroblocco sono poi utilizzati come input, come meglio dettagliato nel seguito, per la simulazione delle Cabine Secondarie, e poi, a seguire, si procede alla simulazione della rete in bassa tensione.

Nel seguito si dettaglia, per ogni macroblocco, l'approccio modellistico adottato, e lo scambio dati in ingresso e in uscita.

8.4.2.5.1 MODELLAZIONE E SIMULAZIONE DELL'INTERFACCIA SULLE CABINE PRIMARIE

Per la modellazione dell'interfaccia di ogni singola CP si è partiti dai dati registrati, nell'anno 2024, sul nodo AT che alimenta la stessa, andando a ricostruire la distribuzione della tensione nodale di alimentazione, prendendola a riferimento rispetto alle possibili condizioni di esercizio che verrebbero richieste al trasformatore AT/MT.

A titolo di esempio, nella figura seguente si riporta la distribuzione di probabilità correlata alla CP ARCO, ovvero al nodo 132 kV che alimenta tale CP. L'ipotesi modellistica non prevede che tale tensione venga ripetuta, in modo identico, negli anni a venire, viceversa si è supposto che la tendenza registrata possa essere assunto come un riferimento ragionevole circa il range di variazione che la tensione potrà avere in ogni singola sbarra AT di CP.

Utilizzando il tool PandaPower, si è quindi provveduto a modellare ogni singola CP rappresentandone solamente la sbarra AT, il/i trasformatore/i AT/MT, il tap changer asservito allo stesso e le semi-sbarre MT. Andando ad imporre un flusso energetico (ovvero uno scambio sulla sbarra MT) pari a quanto registrato nell'anno di riferimento 2024, e a quanto ricostruito per gli anni scenario 2030, 2035 e 2040, si è andati a calcolare la tensione in uscita dalla CP, ovvero sulla singola semi-sbarra MT (in Figura 46 è riportato un esempio dei profili di potenza imposti come transito verso la MT, i dati hanno una risoluzione oraria).

In particolare, si è assunto che il tap changer fosse regolato con l'obiettivo di tenere il set-point MT a 1,02 pu, come da corrente prassi di esercizio di SET, e si è quindi valutato se gli apparati in campo, o i nuovi apparati pianificati come interventi migliorativi, fossero efficaci a garantire il mantenimento di tale set-point. Eventualmente, nel caso in cui si manifestassero saturazioni, è stata calcolata la tensione in uscita (ovvero superiore, o inferiore, al set-point fissato) ed il numero di ore di accadimento di tale saturazione.

I risultati ottenuti, sempre con riferimento alla CP ARCO (presa semplicemente come caso esemplificativo), sono riportati nelle seguenti figure. Nel dettaglio, in funzione della tensione di alimentazione della sbarra AT si riporta la probabilità, intesa come percentuale di accadimento rispetto al profilo di potenza imposto in CP, di saturazione dell'OLTC, ovvero di deviazione della tensione della sbarra MT dal set-point richiesto.

L'analisi è stata ripetuta per ogni scenario energetico analizzato (2024, 2030, 2035 e 2040), sia nell'attuale assetto di rete sia rispetto all'installazione di nuovi trasformatori.

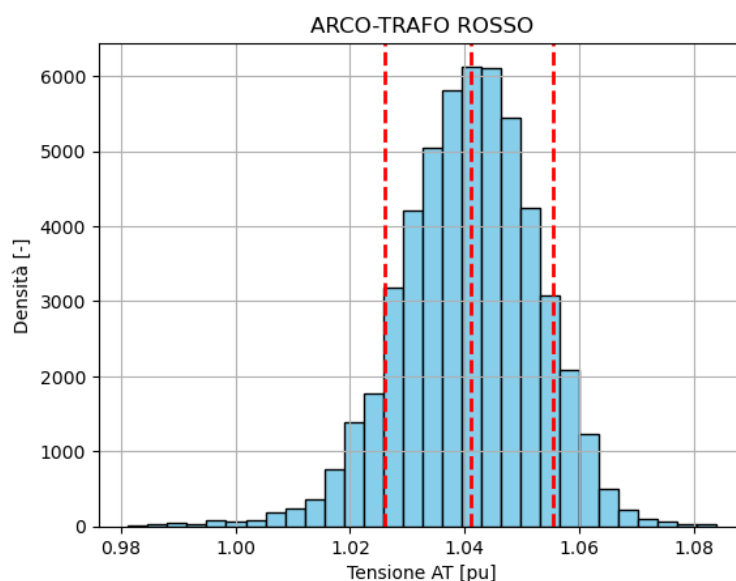


Figura 45 - Profilo di tensione registrato, nell'anno 2024, nel nodo AT della CP ARCO

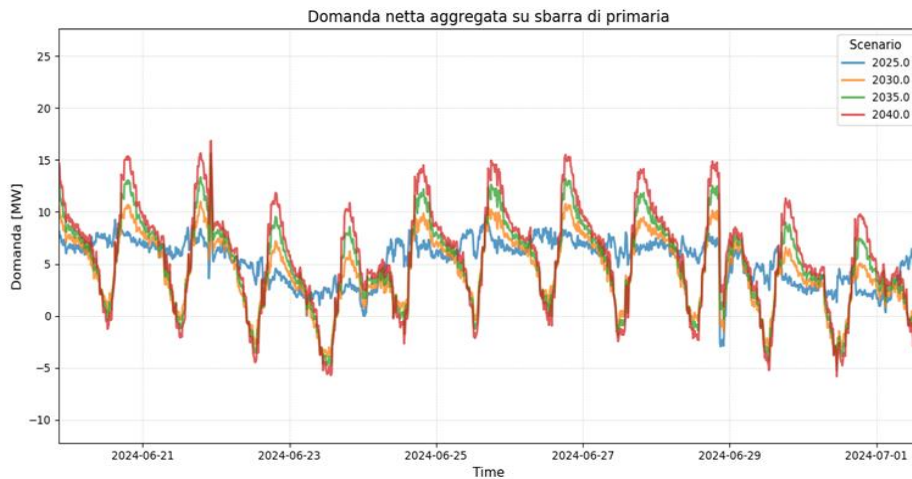


Figura 46 - Flusso di potenza nella CP ARCO registrato in alcuni giorni dell'anno 2024 e nelle corrispondenti giornate degli anni scenario 2030, 2035 e 2040.

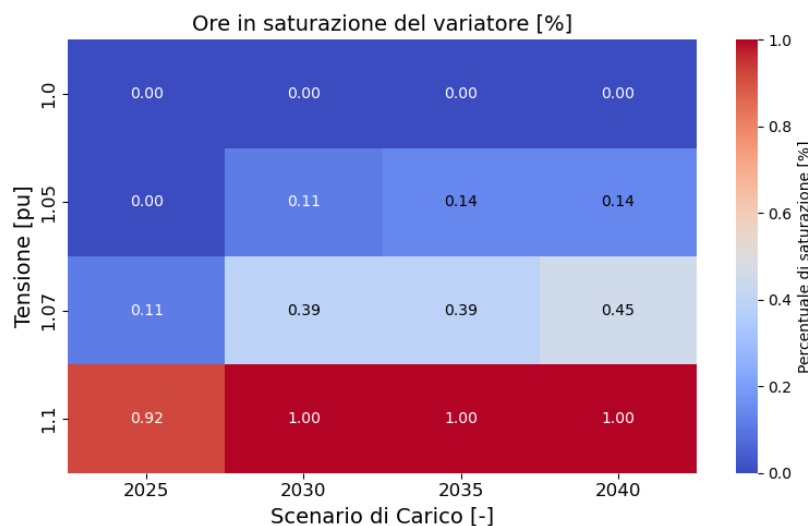


Figura 47 - Stima della frequenza di saturazione dell'OLTC nei vari scenari simulati (l'analisi incrocia la tensione di alimentazione AT con lo scenario di Carico per calcolare la probabilità di saturazione).

In esito alle analisi eseguite si ha quindi a disposizione, per ogni semi-sbarra MT di Cabina Primaria, il profilo di tensione conseguente ai flussi energetici ed alle diverse condizioni di alimentazione lato AT. Tale profilo è stato quindi tradotto in un profilo di errore (ΔV) rispetto al set-point di riferimento (V_{ref}), dove, per ogni *i-esima* semi-sbarra di CP e per ogni istante temporale *t* si definisce:

$$\Delta V(i, t) = V(i, t) - V_{ref}$$

Tale dato non è gestito, come dettagliato e giustificato nel proseguo, come serie temporale diretta ma viene tradotto in una probabilità di accadimento, ovvero in una frequenza (numero di campioni/anno) con errore di tensione (ΔV) maggiore di zero (in particolare il risultato è quantizzato per classi di errore a step di 0,01 pu).

Infine, la simulazione di ogni singola semi-sbarra di CP consente il calcolo, riferito al profilo di potenza specifico di ogni scenario, della potenza persa sul trasformatore AT/MT.

8.4.2.5.2 MODELLAZIONE E SIMULAZIONE DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE IN MEDIA TENSIONE

Il secondo macroblocco analizzato è quello relativo alla rete di distribuzione in media tensione, in questo caso l'analisi ha previsto la simulazione di un anno solare, con granularità oraria, dettagliando i singoli flussi di potenza associati alle utenze MT (attive e passive), ed alle Cabine Secondarie. Si è cioè provveduto a simulare l'anno di riferimento 2024, e gli anni scenario 2030, 2035, 2040.

Per ogni anno simulato si è provveduto a calcolare le singole (eventuali) violazioni di tensione nodale e le singole violazioni di corrente, verificando quindi la possibilità di esercire la rete in base agli apparati (trasformatori, linee, OLTC, etc.) ad oggi disponibili. A seguire le analisi sono state ripetute andando a modellare i singoli nuovi apparati, oggetto di ACB. La valutazione comparata delle violazioni registrate fra la configurazione di rete in essere e quella corrispondente alla realizzazione dei vari potenziamenti ha consentito il calcolo di dettaglio degli indicatori di beneficio BP 10-13 rispetto alla rete MT.

In esito alle simulazioni eseguite, si è poi provveduto a calcolare, per ogni scenario in analisi, il profilo di tensione (con profondità annuale e granularità oraria) sulla sbarra MT di ogni Cabina Secondaria. Tale profilo di tensione nodale è stato poi processato per calcolarne, per ogni scenario, la tensione media, il valore al decimo percentile e il valore al 90mo percentile, ovvero, per ogni CS h alimentata dal feeder MT j della CP i sono calcolati in output le seguenti quantità:

$V_{CSMT_{i,j,h}}(t)$ = profilo di tensione annuale in ingresso alla CS

$V_{CSMT_medio_{i,j,h}}$ = valore medio del profilo di tensione annuale in ingresso alla CS

$V_{CSMT_90_{i,j,h}}$ = 90mo percentile del profilo di tensione annuale in ingresso alla CS

$V_{CSMT_10_{i,j,h}}$ = 10mo percentile del profilo di tensione annuale in ingresso alla CS

Tali quantità sono utilizzate, come dettagliate nelle sezioni seguenti, per la simulazione della rete di distribuzione in bassa tensione.

Similmente, tramite il medesimo modello di rete, sono stati calcolati tutti i transiti di corrente sulle varie linee, identificando e quantificando eventuali violazioni rispetto ai limiti di pianificazione adottati da SET. Anche in questo caso le analisi sono state eseguite su scenari annuali con granularità oraria.

Congruentemente con quanto indicato in Delibera 112/2025/R/EEL si è provveduto al calcolo degli indicatori di performance:

- **BP11 – Riduzione attesa dei distacchi di energia da fonte rinnovabile per effetto di variazioni di tensione**

Dettagliato in un primo termine direttamente correlato alle saturazioni in energia:

$$BP11_g = P_{fer} * f * hd * CPTE$$

Dove:

P_{FER} è la potenza da fonte rinnovabile connessa alla porzione di rete (tipicamente in bassa tensione) oggetto di tensioni elevate nell'anno in analisi, espressa in MW;

f è un coefficiente moltiplicativo, uguale a 1 o inferiore, che identifica la potenza connessa oggetto di distacchi rispetto al totale della potenza connessa;

hd è il numero di ore annue equivalenti a piena produzione di mancata produzione per distacco dell'inverter della produzione rinnovabile per effetto delle tensioni elevate;

CPTe, costo variabile medio previsionale del termoelettrico evitato, ha il significato indicato in precedenza per BP4g.

Ed un secondo termini atto a pesare la riduzione delle emissioni di CO₂:

$$BP11_e = P_{fer} * f * hd * FE_m * (CostoCO2 - PrezzoCO2)$$

I vari termini hanno i medesimi significati già introdotti in precedenza.

Operativamente si è quindi proceduto a calcolare tutte le saturazioni di tensioni rilevate sulla rete in analisi (ovvero per ogni singola soluzione di Load Flow, e per ogni singola ora/anno oggetto di simulazione), ottenendo come sommatoria dei singoli termini gli indicatori sopra-presentati.

- **BP12 – Riduzione attesa della saturazione delle immissioni di energia da fonte rinnovabile**

Anche l'indicatore correlato alla saturazione delle emissioni è suddiviso in due termini, il primo volto a quantificare l'impatto economico diretto correlato alla mancata produzione:

$$BP12_s = \Delta EI_{overload} * CPTe$$

Dove $\Delta EI_{overload}$ rappresenta la sommatoria, per tutte le ore dell'anno simulato della potenza eccedente i vincoli di pianificazione utilizzati, eventualmente calcolata come differenza fra le violazioni simulate nella configurazione ex-ante l'intervento in analisi, e quelle nella configurazione ex-post (si precisa, tuttavia, che nelle configurazioni ex-post non sono state identificate violazioni, se non per condizioni/casi molto particolari).

CPTe ha invece il significato e il valore economico già più volte dettagliato.

Il secondo termine, legato alle emissioni di CO₂, è invece quantificato come:

$$BP12_e = \Delta EI_{overload} * FE_m * (CostoCO2 - PrezzoCO2)$$

- **BP13 – Riduzione attesa della saturazione dei prelievi di energia**

Per valutare l'energia non prelevata dagli impianti di consumo a causa della saturazione in prelievo degli elementi di rete (indicatore BP13_t per i traфи AT/MT, BP13_{mt} per le linee MT e BP13_{cs} per i traфи MT/BT) ci si è pure basati sui calcoli di load flow, con granularità oraria e profondità annuale, dettagliati in precedenza, e, nel caso in cui venissero rilevate (in una certa ora) delle violazioni, si è calcolata la seguente quantificazione economica del problema:

$$BP13 = \Delta EP_{overload} * VFLEX$$

Dove $\Delta EP_{overload}$ è definito come la sommatoria, per ogni ora dell'anno oggetto di simulazione, della potenza eccedente i vincoli di pianificazione utilizzati, quantificata come differenza fra il caso ex-ante ed ex-post dell'intervento in analisi (anche in questo caso si precisa che, ex-post gli interventi pianificati le violazioni sono risultate solo per casi particolari e su elementi minori).

8.4.2.5.3 MODELLAZIONE E SIMULAZIONE DELL'INTERFACCIA SULLE CABINE SECONDARIE

Il terzo macroblocco si focalizza sulla simulazione delle Cabine Secondarie, eventualmente integrate con trasformatori MT/BT dotati di OLTC. L'approccio modellistico è del tutto simile rispetto a quanto già dettagliato per le Cabine Primarie, ovvero, si è provveduto alla modellazione della sbarra MT, del trasformatore con relativo OLTC (dove previsto) e della sbarra BT.

Alla sbarra BT è stato imposto il flusso energetico correlato agli utenti BT, attivi e passivi, in essere e prospettati nei vari anni scenario, ovvero è stato imposto il profilo di potenza precedentemente descritto come $Scambio_{BT_{i,j,t}}$.

Rispetto alla rete BT si è però considerato non praticabile la simulazione di ogni singola CS, né si è considerato fattibile riprodurre (in modo accurato) la variabilità dei flussi energetici su uno scenario annuale con granularità oraria, ovvero si è ritenuto più opportuno, e congruente rispetto alle finalità di un'attività di pianificazione, andare a ricostruire degli archetipi di reti di distribuzione ed a simularli su alcuni giorni tipo. I benefici annuali sono quindi stati calcolati andando a moltiplicare i risultati ottenuti per la pluralità di giorni/anno corrispondenti al giorno tipo simulato.

Per ogni CS, ovvero nodo della rete di distribuzione in Media Tensione, è quindi stato associato un archetipo di rete BT ed è stato simulato il trasformatore MT/BT andando a calcolare la tensione sulla sbarra BT rispetto ai diversi giorni-tipo ricostruiti e rispetto a tre diversi valori di alimentazione della CS stessa, ovvero si è calcolata la tensione $V_{CS_{BT_medio_{i,j,h}}}$ in uscita alla CS h-esima rispetto alla sua alimentazione, lato MT, alla tensione $V_{CS_{MT_medio_{i,j,h}}}$. Similmente si è operato andando a calcolare le tensioni $V_{CS_{BT_90_{i,j,h}}}$ e $V_{CS_{BT_10_{i,j,h}}}$ corrispondenti ad una alimentazione della CS con fasori pari a $V_{CS_{MT_90_{i,j,h}}}$ e $V_{CS_{MT_10_{i,j,h}}}$.

Sintetizzando i risultati: in esito alla procedura è quindi disponibile il profilo di tensione giornaliera della sbarra BT in CS, corrispondente ai vari archetipi di rete BT, alle varie giornate-tipo, parametrizzati rispetto a tre diversi valori di tensione MT in ingresso, ovvero la tensione media del noto MT alimentante, il suo 90^{mo} percentile ed il suo 10^{mo} percentile.

La medesima procedura, rispetto ai medesimi archetipi di rete BT e giorni tipo, ha permesso il calcolo delle perdite di potenza attiva sui trasformatori MT/BT.

Nella prossima sezione, relativa alla simulazione della rete BT, si dettagliano le modalità di identificazione degli archetipi e dei giorni tipo pocanzi introdotti.

8.4.2.5.4 MODELLAZIONE E SIMULAZIONE DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE IN BASSA TENSIONE

Come anticipato, lo studio della rete in Bassa Tensione ha richiesto, dato il numero e l'eterogeneità delle reti, e data la complessità di una ricostruzione dei flussi di potenza su un numero molto elevato di utenze (ndr. centinaia di migliaia), l'adozione di un approccio pesato rispetto alle finalità di uno studio di planning. Si è quindi ritenuto opportuno la definizione di archetipi descrittivi delle diverse realtà (ndr. delle configurazioni più frequentemente riscontrabili) della rete di distribuzione in bassa tensione. In particolare, le varie CS esercite da SET sono state suddivise in quattro archetipi mediante un processo di clustering. Il numero di cluster è stato scelto in base a due criteri: da un lato, la distribuzione delle taglie più comuni dei trasformatori MT/BT (630, 400, 250 e 160 kVA); dall'altro, l'applicazione dell'*elbow method*, secondo il quale quattro cluster risultano sufficienti a catturare la complessità della popolazione considerata. Nella seguente Figura 48 si riporta la rappresentazione delle varie CS classificate rispetto alla somma della Potenza Contrattuale delle utenze alimentate, alla somma della Potenza Contrattuale delle utenze attive ed alla taglia del trasformatore. Il primo indicatore mira a misurare il carico, il secondo la generazione distribuite in essere, mentre il terzo, ovviamente, fotografa la potenza di trasformazione della CS. Clusterizzando tale distribuzione

con algoritmo k-means, si cerca di identificare dei gruppi di CS che presentano caratteristiche simili, andando poi a selezionarne una, tipicamente la più vicina al centroide del cluster, come rappresentativa dello stesso. Per stimare il numero di cluster necessari a rappresentare correttamente la distribuzione, come precedentemente accennato, si ricorre tipicamente al calcolo dell'inerzia della distribuzione di elementi entro un cluster, ovvero si calcola la somma dei quadrati delle distanze tra ciascun elemento e il centroide, assumendo tale valore come indicatore di coesione dell'insieme costruito. Sempre in Figura 48 si riporta l'indicatore di inerzia al variare del numero di cluster utilizzati per descrivere l'intera popolazione, e, dai risultati ottenuti, si giustifica la scelta di creare 4 cluster, ovvero 4 archetipi, per studiare il comportamento dell'intera popolazione.

In Figura 49 si riportano quindi le caratteristiche, ovvero i valori delle tre variabili utilizzate nel processo di clusterizzazione, per i quattro archetipi selezionati, ovvero per le 4 CS risultanti prossime ai centroidi dei cluster calcolati. Si nota come tali archetipi rappresentano trasformatori con potenza nominale differente (ed infatti in Figura 49 emergeva chiaramente come la taglia del trasformatore differenzi in modo chiaro le varie CS, nel dettaglio in figura si identificano dei piani orizzontali che, appunto, rappresentano dei trasformatori con una determinata, e ricorrente, potenza nominale). I risultati ottenuti mostrano come il cluster con la percentuale maggiore della popolazione è quello relativo al trasformatore da 160 kVA (che rappresenta il 43% di tutte le CS in essere), mentre l'archetipo con trasformatore da 630 kVA è adottato solo nei centri fortemente urbanizzati, ovvero ha una rappresentatività limitata (prossima al 5%). In merito alla potenza complessiva, per ogni cluster, delle utenze passive (barra blu) e delle utenze attive (barra arancione), si evidenzia come i cluster più importanti corrispondano a quelli associati alle CS con trafo da 250 kVA e da 400 kVA. Viceversa, la totale potenza asservita alle CS da 160 kVA è limitata dalla taglia del trasformatore (ovvero si registrano numerose CS con tali trasformatori, ma essendo di potenza limitata si ha una limitazione sulla totale potenza degli utenti attivi e passivi afferenti a tali CS), mentre per le CS con trafo da 630 kVA, come già introdotto, l'elemento limitante è dato dalla bassa numerosità di tale soluzione.

Infine, come già introdotto, per ogni cluster è stato identificato un archetipo di riferimento, selezionando la CS più vicina al centroide. Tali reti archetipo, che verranno utilizzate per le analisi di dettaglio (ndr. Calcoli di Load Flow) sono rappresentate nella seguente Figura 50.

Ai fini dello studio, ovvero per semplificare la modellazione di tali reti archetipo, si è customizzato il criterio di scelta degli archetipi andando a processare solo reti BT che avessero una percentuale di installazione di meter 2G superiore al 95% (questo implica che la rete archetipo potrebbe non essere quella matematicamente più vicina al centroide, ma la più vicina fra le reti BT dotate di meter 2G con percentuale superiore al 95%).

Per ogni rete archetipo sono quindi disponibili i profili di potenza scambiata associati ad ogni singolo utente BT, sono disponibili le matrici di incidenza fra POD e feeder BT, ovvero è stato possibile associare ad ogni feeder gli utenti ad esso connessi, e quindi il profilo di potenza complessivo scambiato da tale feeder, ricostruendo così lo scenario energetico in essere. In particolare, la procedura ha previsto la ricostruzione di una "giornata medio invernale" e di un "giornata media estiva".

A seguire, processando i dati relativi all'evoluzione delle potenze prelevate ed immesse, così come calcolati nel Capitolo 7 del Piano di Sviluppo SET 2025-2029, si sono ottenuti i profili di potenza incrementale correlati allo sviluppo della mobilità elettrica, delle pompe di calore e della produzione fotovoltaica. Tali dati sono, in origine, particolareggiati per ogni singola CS, è stato quindi sufficiente filtrare il dato specifico relativo alle quattro CS selezionate come archetipo, ricostruendo così lo scenario 2030. Adottando poi i coefficienti moltiplicativi presentati e giustificati in 8.4.2.5.4 si sono calcolati, per ogni rete archetipo, gli scenari 2025 e 2040. Il risultato, per il caso esemplificativo della CS Archetipo 3, è riportato in Figura 51.

Le quattro CS archetipo sono quindi state modellate in ambiente PandaPower e sono state analizzate tramite procedure di LoadFlow modellando ogni singola utenza con un profilo di potenza a granularità oraria. Come già detto, sono state simulate due giornate tipo (una invernale ed una estiva), ovvero i risultati ottenuti sono poi stati riparametrati su base annuale considerando la pluralità di giornate invernali ed estive.

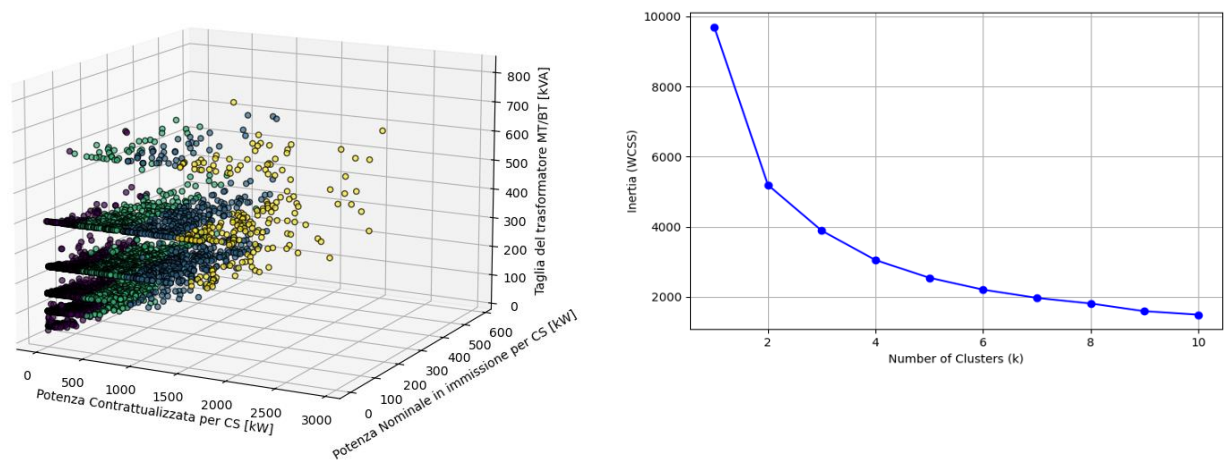


Figura 48 - Rappresentazione (figura a sx) delle varie CS esercite da SET, classificate in base a tre indicatori di riferimento. Nella figura di destra si riporta l'indicatore di inerzia (coesione) della clusterizzazione al variare del numero di cluster selezionati.

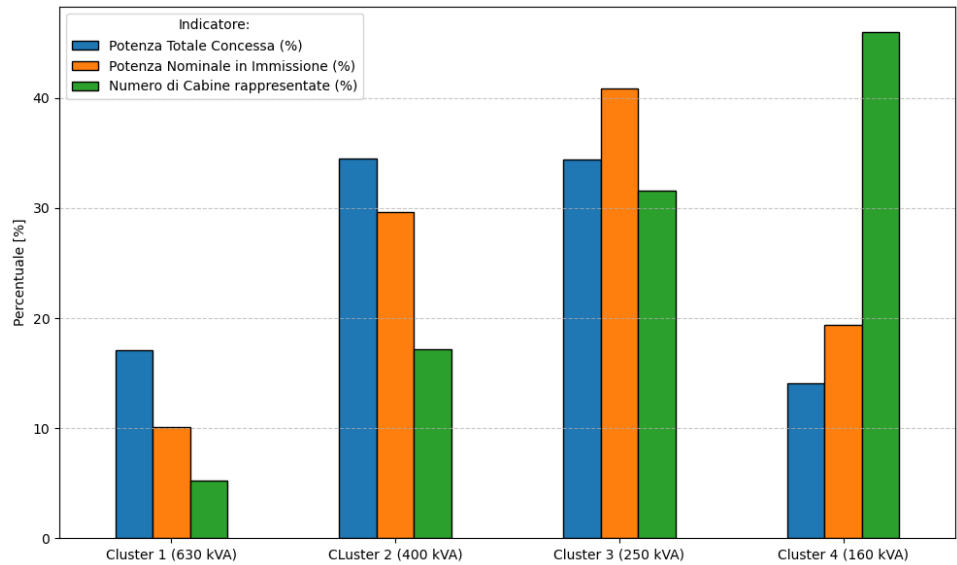
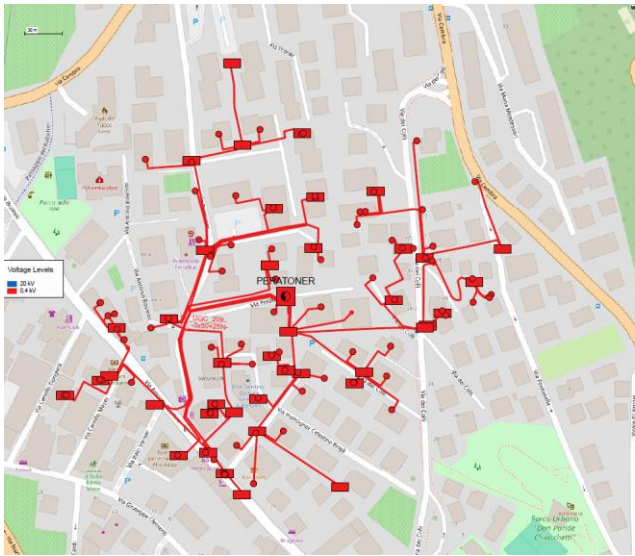
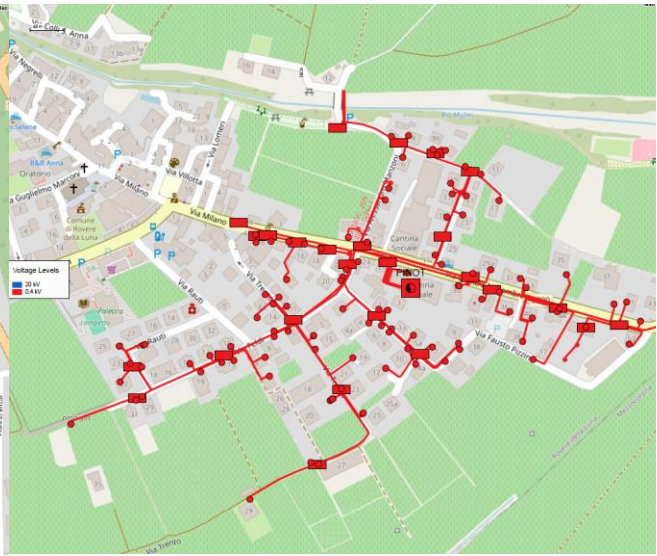


Figura 49 - Dettaglio, per ogni cluster, delle tre variabili (ndr. della sommatoria) rappresentative delle caratteristiche delle CS esercite da SET. Si riporta (barre in colore verde) inoltre la rappresentatività, ovvero il numero di elementi, CS, che sono rappresentati da tale archetipo.

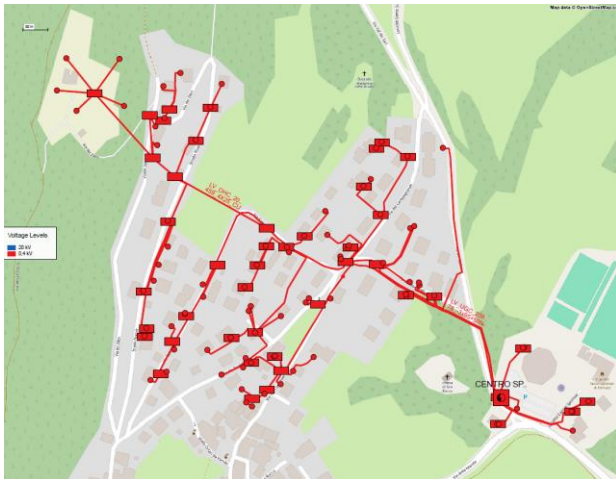
Archetipo 1 (630 kVA)



Archetipo 2 (400 kVA)



Archetipo 3 (250 kVA)



Archetipo 4 (160 kVA)



Figura 50 - Rappresentazione geografica della topologia dei quattro archetipi di rete selezionati per lo studio

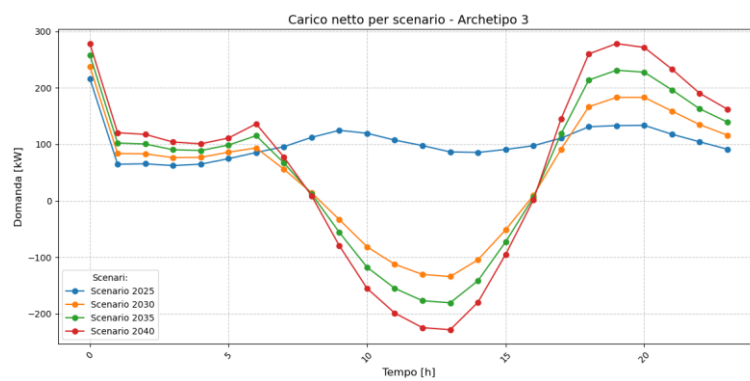


Figura 51 - Esempificazione dei profili di potenza associati alla rete Archetipo 3 per ognuno degli anni scenario oggetto di analisi.

Ai fini della ACB lo studio delle reti BT è stato indirizzato alla quantificazione della mancata produzione di energia da impianti FER a causa di violazioni di rete, e, di conseguenza, delle maggiori emissioni di CO₂ in atmosfera. Il vincolo in analisi, in questo caso, è correlato alla presenza di tensioni di rete elevate, fenomeno che avviene tipicamente nelle reti di bassa tensione. La formulazione proposta in Delibera 112/2025/R/eel è la medesima già introdotta in precedenza (ma che viene qui ripresa ed approfondita al fine di meglio descrivere le modalità secondo le quali si è adattato tale indicatore matematico agli archetipi di rete BT in analisi), ovvero:

$$BP11g = P_{FER} \cdot f \cdot hd \cdot CPTe$$

$$BP11e = P_{FER} \cdot f \cdot hd \cdot FE_m \cdot (COSTO_{CO2} - PREZZO_{CO2})$$

Dove si ricorda che:

- P_{FER} rappresenta la potenza da fonte rinnovabile connessa alla porzione di rete in analisi [MW], e $CPTe$ è il costo variabile medio previsionale del termoelettrico evitato, ovvero sono parametri univocamente noti per ogni singola CS (ndr. archetipo);
- f rappresenta un coefficiente moltiplicativo che identifica la quota parte di potenza connessa oggetto di distacchi, mentre hd è il numero di ore annue equivalenti di mancata produzione (a causa di tensioni elevate), ovvero sono quantità che richiedono la risoluzione numerica dei modelli di rete sopra-presentati, al fine di verificare e quantificare la presenza di sovratensioni e l'impatto sulla generazione.

Si è quindi operato andando a processare i quattro archetipi di reti BT, andando a distribuire la generazione diffusa in essere, e/o quella prevista per gli anni scenario, secondo logiche di proporzionalità fra i vari nodi, risolvendo infine i problemi di Load Flow per calcolare i transiti sulle varie linee ed i profili di tensione sui vari nodi (sempre riferendosi alle due giornate tipiche, invernale ed estiva, oggetto di indagine).

In esito si è quindi valutato quali nodi presentassero una violazione della tensione massima ammessa V_{MAX} e quindi quali impianti di produzione (principalmente fotovoltaici, data la fattispecie di rete BT) fossero impattati dal problema.

L'analisi è stata iterata andando a simulare, con approccio parametrico, una tensione di alimentazione (sbarra BT) delle CS pari alla nominale, piuttosto che superiore (si è investigato l'intero range del $\pm 10\%$ della $V_{nominale}$). Tale analisi parametrica è volta a valutare lo scenario che conseguirebbe dalle diverse possibili modalità di alimentazione delle CS. In Figura 52 si riporta un esempio numerico dell'analisi parametrica eseguita su una rete archetipo.

Al fine di ricondurre l'analisi eseguita all'approccio convenzionale indicato nella Delibera 112/2025/R/eel, si è definita la variabile binaria *violazione*, appunto pari ad 1 quando un dato impianto presenta una violazione di tensione, e si è adottata la seguente equivalenza finalizzata al calcolo dei coefficienti f ed hd :

$$f \cdot hd = \frac{\sum_{buses} \sum_{ore} \text{violazione}}{buses \cdot ore} \cdot 365 \cdot 24$$

Numericamente, sono state conteggiate, nell'arco di una giornata, le ore ed i nodi che presentavano una violazione di tensione, il valore è stato rapportato alle totali ore simulate ed al totale numero di nodi nella rete, ed, infine, il risultato è stato moltiplicato rispetto al totale numero di ore in un anno.

L'approccio adottato ha quindi consentito di calcolare il prodotto $f \cdot hd$, a seguire, semplicemente per finalità di confronto con le numeriche proposte nella Delibera 112/2025/R/eel, si sono processati i risultati, in particolare quelli relativi all'indicatore *violazione* per calcolare il valore medio delle ore giorno in violazione (ovvero il coefficiente hd) ed il valore medio dei nodi che manifestano tale violazione (ovvero il coefficiente f).

Al fine del calcolo degli indicatori $BP11g$ e $BP11e$ si è partiti, per ogni CS, dalla tensione media di alimentazione (sbarra MT) della CS ($V_{CSMT_medio_{i,j,h}}$), ovvero al valore di regime conseguente, per ogni singolo nodo, allo scenario in analisi (2025, 2030, 2035 e 2040) e conseguente alla simulazione della configurazione di rete in essere (caso *without*) piuttosto che dalla configurazione di rete conseguente all'implementazione di un'azione di potenziamento (caso *with*). Per ogni configurazione (ovvero al variare della configurazione di rete ma anche al variare della tensione media di regime del singolo nodo MT), sono quindi stati calcolati i coefficienti f ed hd (meglio dire che ne è stato quantificato il loro prodotto).

Alla luce di tutte queste considerazioni, il beneficio finale è calcolato come:

$$BP11g = P_{FER} \cdot ((f \cdot hd)_{without} - (f \cdot hd)_{with}) \cdot CPTe$$

Per velocizzare lo studio, fattispecie indispensabile data la necessità di processare un elevato numero di nodi, sono state create delle Look Up Table, calcolate fuori-linea in una sola iterazione, che riportano direttamente il prodotto (dato che risulta espresso come $k€/MW$) $f \cdot hd \cdot CPTe$. Nel seguito si riporta, per completezza, il dettaglio numerico di tali Look Up Table.

Operativamente, nel caso in cui l'intervento in analisi riguardasse l'installazione di trasformatori MT/BT con OLTC in CS, si è provveduto a verificare l'adeguatezza di tale apparato rispetto alle esigenze di regolazione della tensione alla sbarra BT di CS; se verificata, si è quindi ipotizzato che la sbarra BT di CS fosse esercita alla tensione nominale, svincolandola quindi dalle fluttuazioni registrate sulla rete MT.

In particolare, nelle seguenti Figura 52 e Figura 53, si fornisce il dettaglio numerico relativo alla mancata produzione da FER causata da sovratensioni sulla rete BT, ogni tabella è riferita ad un archetipo di rete ed è, come dettagliato sopra, parametrica rispetto alla tensione di alimentazione della cabina secondaria ed in funzione dell'anno scenario in analisi, ovvero dei flussi di potenza associati ai carichi ed alla produzione FER simulata in tale scenario. Le tabelle riportano direttamente il beneficio unitario (per unità di P_{FER}), ovvero il termine $f \cdot hd \cdot CPTe$.

Al fine di favorire la comparabilità della metodologia sviluppata alle quantità definite in Delibera 112/2025/R/EEL, sono stati stimati i singoli coefficienti f ed hd , tali coefficienti sono stati stimati come valori medi in esito alle simulazioni eseguite sulle diverse reti archetipo. In Errore. L'origine riferimento non è stata trovata. e in Errore. L'origine riferimento non è stata trovata. si riporta il dettaglio numerico dei due archetipi più frequenti (ovvero che rappresentano le soluzioni più comuni in essere sulla rete esercita da SET, rispettivamente con taglia trafo da 400 kVA e da 250 kVA). Le analisi eseguite hanno mostrato, come tendenza generale, che le CS che servono aree urbane più densamente popolate, ovvero un carico più concentrato e dei feeder più corti, risultano più resilienti rispetto a problemi di sovratensione, viceversa reti rurali, caratterizzate da trafi a potenza inferiore e feeder di lunghezza maggiore, sono più esposte a questo tipo di problemi (ovviamente tale osservazione è da intendersi come tendenziale, non come assoluta).

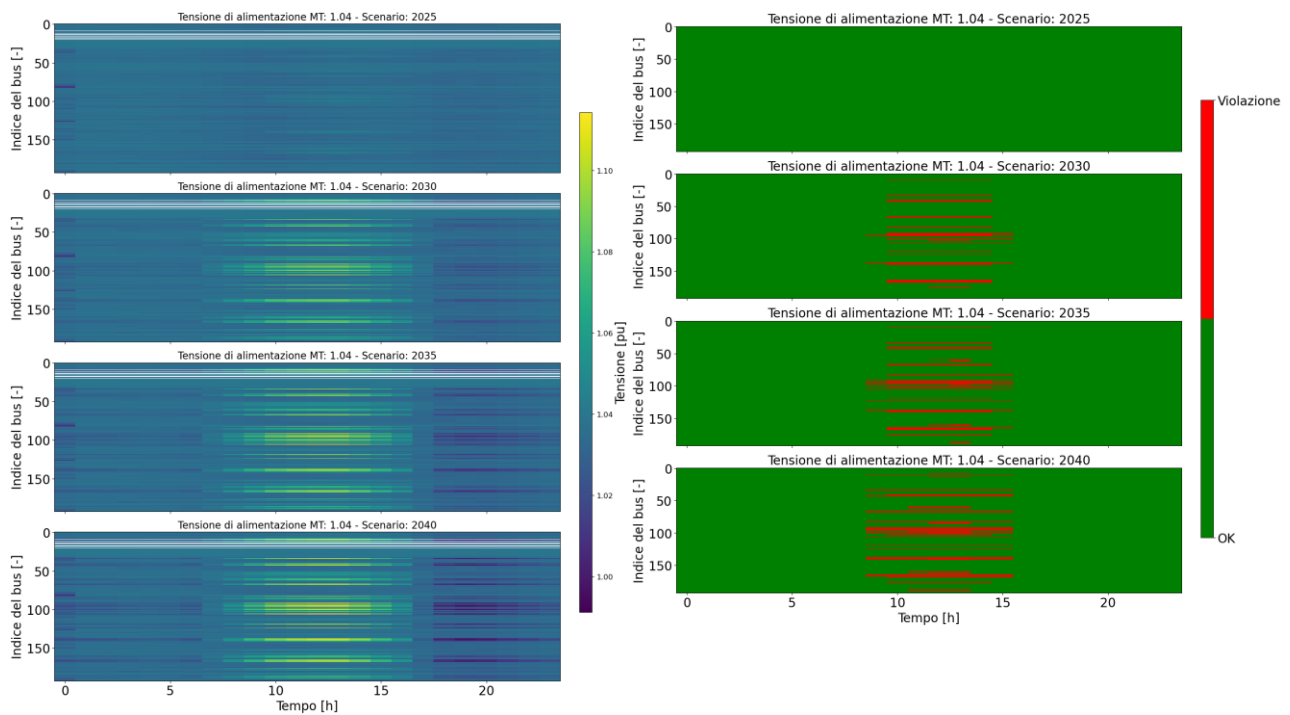


Figura 52 - Analisi del profilo di tensione, in una giornata tipo, registrato su tutti i nodi (riportati in ordinata) di una rete archetipo. A destra la stessa informazione è codificata con logica binaria, ovvero rappresentando con colore verde i nodi, ora per ora, non in violazione, e con colore rosso i nodi in violazione.

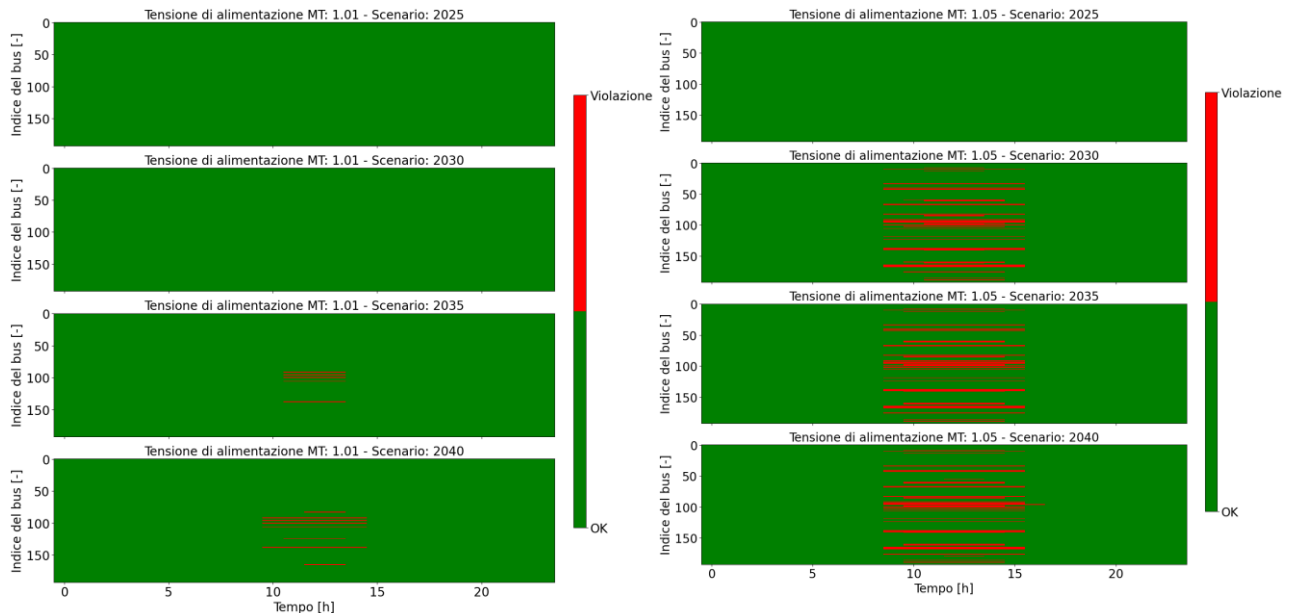


Figura 53 - Esempificazione della variazione delle violazioni di tensione al variare della tensione di esercizio della CS (101% nella figura di sinistra, 105% nella figura di destra).

Tabella 14 - Look Up Table di quantificazione delle saturazioni di energia immessa (e quindi della mancata riduzione di emissioni di CO2) sulla rete Archetipo 3 in funzione dell'anno scenario in fase di studio e della tensione di alimentazione della CS.

Effetto economico diretto dei mancati distacchi per Archetipo 3 (250 kVA) – BP11g [k€/MW]

	1	1.01	1.02	1.03	1.04	1.05	1.06	1.07
2025	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.17
2030	0.00	23.30	39.12	50.11	66.92	95.38	143.16	188.27
2035	0.00	7.66	18.14	30.30	50.44	90.72	120.52	159.47
2040	0.00	8.49	17.81	34.62	54.10	92.22	117.19	151.32

Riduzione delle emissioni di CO2 per effetto dei mancati distacchi per Archetipo 3 (250 kVA) – BP11e [k€/MW]

	1	1.01	1.02	1.03	1.04	1.05	1.06	1.07
2025	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02
2030	0.00	0.46	0.77	0.98	1.31	1.87	2.80	3.69
2035	0.00	2.69	6.36	10.63	17.69	31.82	42.27	55.93
2040	0.00	5.62	11.80	22.93	35.83	61.07	77.61	100.21

Tabella 15 - Look Up Table di quantificazione delle saturazioni di energia immessa (e quindi della mancata riduzione di emissioni di CO2) sulla rete Archetipo 1 in funzione dell'anno scenario in fase di studio e della tensione di alimentazione della CS.

Effetto economico diretto dei mancati distacchi per Archetipo 4 (160 kVA) – BP11g [k€/MW]

	1	1.01	1.02	1.03	1.04	1.05	1.06	1.07
2025	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2030	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.16	37.13	216.11
2035	0.00	0.00	0.00	0.00	2.80	20.67	60.95	229.42
2040	0.00	0.00	0.00	0.70	14.71	25.92	98.43	237.13

Riduzione delle emissioni di CO2 per effetto dei mancati distacchi per Archetipo 4 (250 kVA) – BP11e [k€/MW]

	1	1.01	1.02	1.03	1.04	1.05	1.06	1.07
2025	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2030	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.73	4.23
2035	0.00	0.00	0.00	0.00	0.98	7.25	21.37	80.46
2040	0.00	0.00	0.00	0.46	9.74	17.17	65.18	157.04

Tabella 16 - Stima dei coefficienti hd ed f risultanti dalle simulazioni eseguite su rete Archetipo 2.

Stima del coefficiente hd conseguente alle simulazioni eseguite (ovvero: numero di ore equivalenti per anno cardine interessate da distacchi FER) su rete Archetipo 2 (400 kVA) [hh:mm]

	1	1.01	1.02	1.03	1.04	1.05	1.06	1.07
2025	0	0	0	0	0	0	0	2.27
2030	0	0	0	0	0	0	0	7.2
2035	0	0	0	0	0	0	2.48	7.36
2040	0	0	0	0	0	0	2.34	7.45

Stima del coefficiente f risultante dalle simulazioni eseguite (ovvero: frazione di potenza connessa oggetto di distacchi) su rete Archetipo 2 (400 kVA) [-]

	1	1.01	1.02	1.03	1.04	1.05	1.06	1.07
2025	0	0	0	0	0	0	0	0.140625
2030	0	0	0	0	0	0	0	0.927083
2035	0	0	0	0	0	0	0.026042	0.927083
2040	0	0	0	0	0	0	0.119792	0.963542

Tabella 17 - Stima dei coefficienti hd ed f risultanti dalle simulazioni eseguite su rete Archetipo 3

Stima del coefficiente hd conseguente alle simulazioni eseguite (ovvero: numero di ore equivalenti per anno cardine interessate da distacchi FER) su rete Archetipo 3 (250 kVA) [hh:mm]

	1	1.01	1.02	1.03	1.04	1.05	1.06	1.07
2025	0	0	0	0	0	0	0	2.2
2030	6.8	7.6	7.51	8.22	8.49	8.24	9.4	10.35
2035	7.33	7.55	8.25	8.6	8.32	9.4	10.2	10.51
2040	8.3	8.27	8.54	8.36	8.49	9.23	10.17	10.56

Stima del coefficiente f risultante dalle simulazioni eseguite (ovvero: frazione di potenza connessa oggetto di distacchi) su rete Archetipo 3 (250 kVA) [-]

	1	1.01	1.02	1.03	1.04	1.05	1.06	1.07
2025	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01
2030	0.00	0.10	0.15	0.18	0.23	0.34	0.44	0.53
2035	0.00	0.03	0.06	0.10	0.18	0.30	0.36	0.44
2040	0.00	0.03	0.06	0.12	0.18	0.29	0.34	0.41

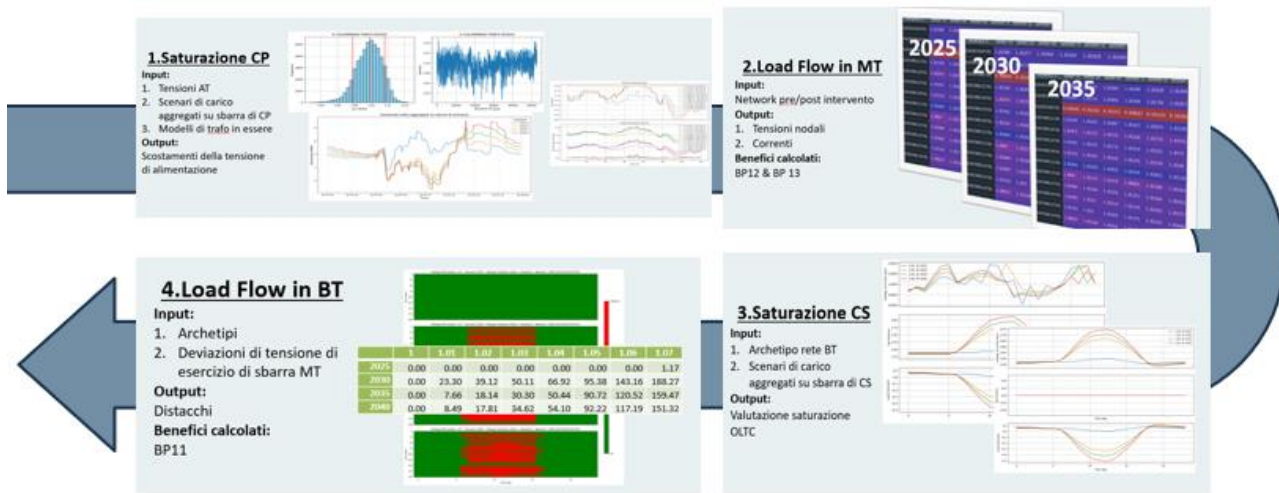


Figura 54 - Rappresentazione grafica di sintesi dell'approccio proposto.

L'approccio proposto è quindi orientato a simulare ogni singolo Macroblocco (CP, rete MT, CS, rete BT) in modo indipendente, ma considerando nel dettaglio i legami fra un'interfaccia e le precedenti-seguenti. Tale metodologia (sintetizzata graficamente in Figura 54) ha consentito il calcolo degli indicatori di Beneficio mantenendo una modellazione nodale della rete, nonché la simulazione di ogni singola ora degli scenari in analisi (2025, 2030, 2035, 2040), ricorrendo a reti archetipo e giorni tipo solo per l'analisi del sistema in bassa tensione.

8.4.2.6 PARAMETRI TECNICI ED ECONOMICI AI FINI ACB

I valori economici e tecnici, necessari per quantificare in valori monetari i benefici associati agli interventi previsti, sono frutto di analisi svolte da SET o adottati da altri distributori italiani e/o Terna o indicati dalla dell'allegato A della Deliberazione 112/2025/R/eel.

Nelle tabelle seguenti vengono riepilogati i parametri tecnici ed economici adottati.

Tabella 18 - Parametri economici utilizzati nelle analisi.

PARAMETRI ECONOMICI UTILIZZATI		
Parametro	Descrizione	Valore
VOLL	Value of lost load	27.000,0 €/MWh
CPTE	Costo variabile medio previsionale del termoelettrico evitato	92,125 €/MWh
VFELX	Value of Flexibility	4.000,0 €/MWh
Costo _{CO2}	Valore sociale delle emissioni di CO ₂	122 €/t fino al 2030 328 €/t dopo il 2040
Prezzo _{CO2}	Prezzo atteso delle quote di emissioni di CO ₂	95 €/t fino al 2030 100 €/t a partire dal 2035
C _{GUASTO}	Costo manutenzione post guasto in emergenza per km di linea aerea	4.000,00 €/km
CMU _{GUASTO}	Costo di manutenzione straordinaria a seguito di guasto	CMU _{GUASTO} [€/km] * lunghezza linea aerea interessata dal guasto [km]
C _{TP}	Costo medio taglio piante in fascia di rispetto	1.100,00 €/km

Tabella 19 - Parametri tecnici utilizzati nelle analisi

PARAMETRI TECNICI UTILIZZATI		
Elemento	Parametro	Valore
Trasformatore di Cabina Primaria	Potenza limite TR AT/MT	1 TR: 60% P _n 2 TR: 60% P _n 3 TR: 80% P _n
Linee MT	Soglia di controalimentabilità	70%
	Soglie di tensione	Valori max min $\pm 6\%$
Linee BT	Soglia di tensione	Valori max min $\pm 7\%$
FE _{ge}	Fattore di emissione di CO ₂ generatore di emergenza diesel	763,0 gCO ₂ /kWh
FE _m	Fattore di emissione di CO ₂ della tecnologia marginale	361,0 gCO ₂ /kWh
FE _{CO2}	Fattore di emissione dei veicoli di pronto intervento	243,3 gCO ₂ /kWh
Dpee	Durata media dell'interruzione in condizioni non ordinarie	16,0 ore
Dord	Durata media dell'interruzione in condizioni ordinarie	10,46 minuti
k	Rapporto tra potenza consumata e potenza prelevata	si veda paragrafo 8.4.2.3.1.2

9 LE ESIGENZE DI SVILUPPO

Questa sezione descrive le esigenze di sviluppo della rete, emerse dalle analisi dello stato attuale della rete e degli scenari futuri. Le criticità emerse hanno fornito supporto per l'individuazione delle linee di intervento presentate nel capitolo successivo. Attualmente, le analisi di rete condotte da SET si basano su modelli relativi alla rete MT, con simulazioni di diversi scenari al 2030 per quantificare le criticità previste. In futuro, grazie al perfezionamento dei modelli e allo sviluppo di procedure di analisi avanzate, l'analisi numerica consentirà di identificare con maggiore precisione gli interventi necessari.

SET sta adottando strumenti avanzati per il monitoraggio e la simulazione della rete, per consentire di basare la previsione delle criticità su modelli di power flow avanzati a supporto della pianificazione degli interventi. Tuttavia, tali soluzioni sono ancora in fase di implementazione nei processi aziendali e non vengono ancora utilizzate come input principale per l'individuazione degli interventi, che sono definiti tramite le competenze ed esperienza maturate da SET negli anni. I risultati delle simulazioni invece, sono stati usati come strumento aggiuntivo per validare gli interventi programmati e confermare che le criticità evidenziate dai calcoli siano allineate con quelle attese e già in essere sulla rete. Inoltre, forniscono delle indicazioni generali utili ad indirizzare le risorse.

Le principali criticità analizzate riguardano le correnti lungo linea, le tensioni nei nodi e la saturazione dei trasformatori di cabina secondaria. Le simulazioni sono state condotte su tre scenari distinti:

- **Scenario attuale:** situazione attuale della rete, riportata nel Capitolo 6;
- **Scenario 2030:** basato sulle previsioni di crescita del carico e della produzione fotovoltaica;
- **Scenario 2030 ridotto:** una variante dello scenario 2030 in cui l'incremento di produzione fotovoltaica è dimezzato per valutare l'impatto di uno sviluppo meno marcato delle rinnovabili.

L'analisi considera l'incremento del carico dovuto alla diffusione di pompe di calore e veicoli elettrici, oltre all'aumento della potenza fotovoltaica modellata tramite PV-GIS.

Le simulazioni sono state fatte in due giornate rappresentative, caratterizzate da situazioni opposte in termini di carico passivo e generazione distribuita; una giornata tipica invernale, alto carico e bassa penetrazione rinnovabile e una giornata festiva primaverile, basso carico ed elevata generazione distribuita. Le curve di carico relative alle due giornate sono riportate rispettivamente in Figura 55 e Figura 56.

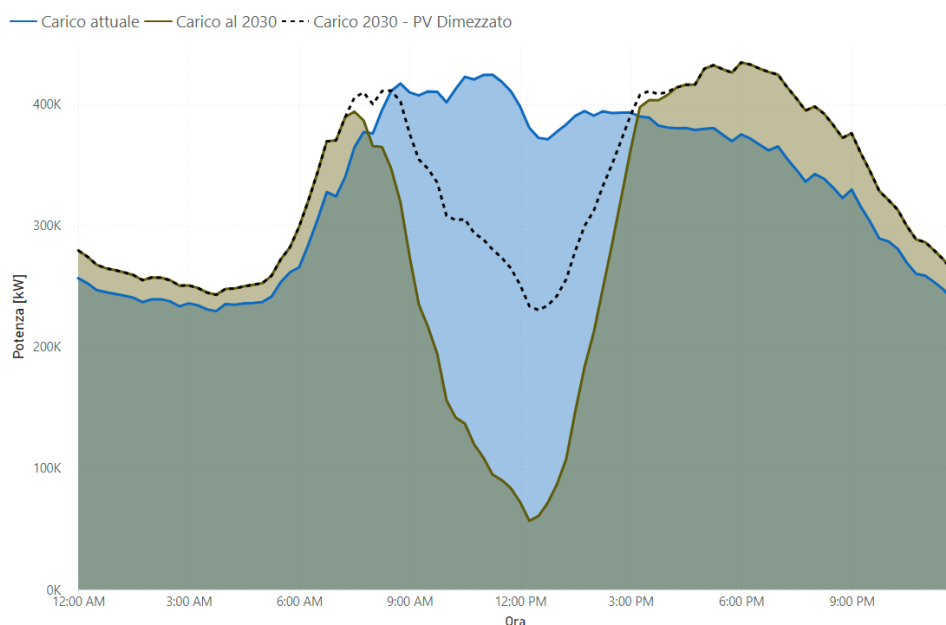


Figura 55 - Andamento carichi nei tre scenari considerati, giornata invernale

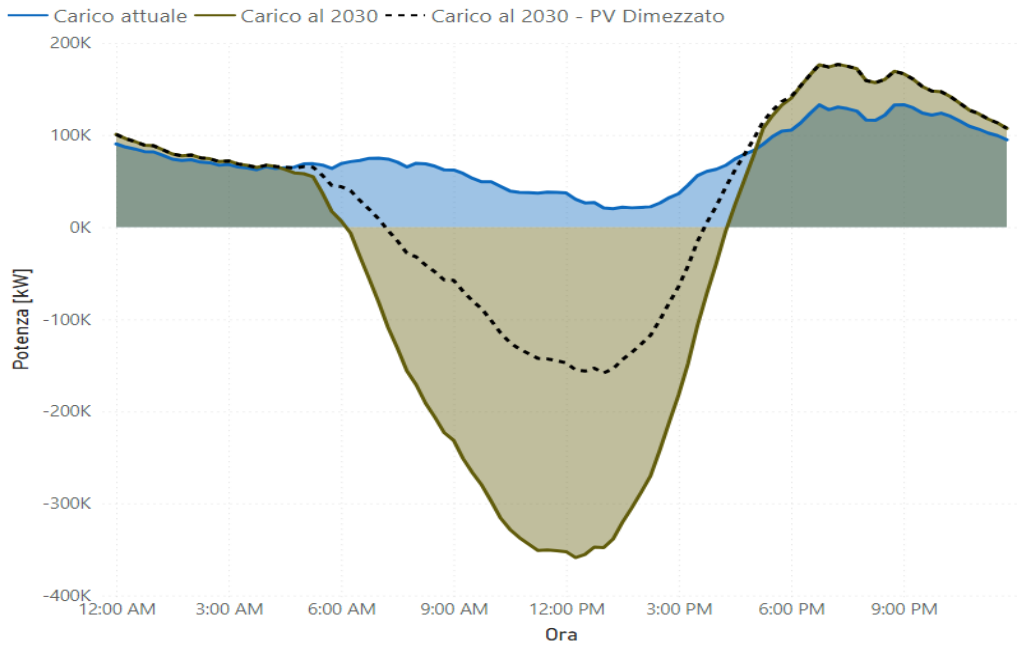


Figura 56 - Andamento carichi nei tre scenari considerati, giornata primaverile

9.1 TENSIONE DI RETE

L'analisi delle tensioni di rete è stata svolta a livello di nodo di cabina secondaria, considerando:

- I nodi che superano la soglia di tensione massima e minima;
- I nodi che registrano una variazione di tensione significativa tra le diverse giornate simulate, indicando un'elevata variazione di tensione stagionale.

Per quanto riguarda le sovra e sotto tensioni si è individuata la percentuale dei nodi MT, suddivisi per area di competenza di cabina primaria, con tensione superiore o inferiore al 5% della tensione nominale. I valori di massima e minima tensione sono ricavati dai risultati delle simulazioni orarie effettuate per le due giornate di riferimento.

In Figura 57 e Figura 58 si presentano, per i due scenari considerati al 2030 e per ciascuna delle due giornate di riferimento, le percentuali di nodi critici rispettivamente per sovra e sotto tensione.

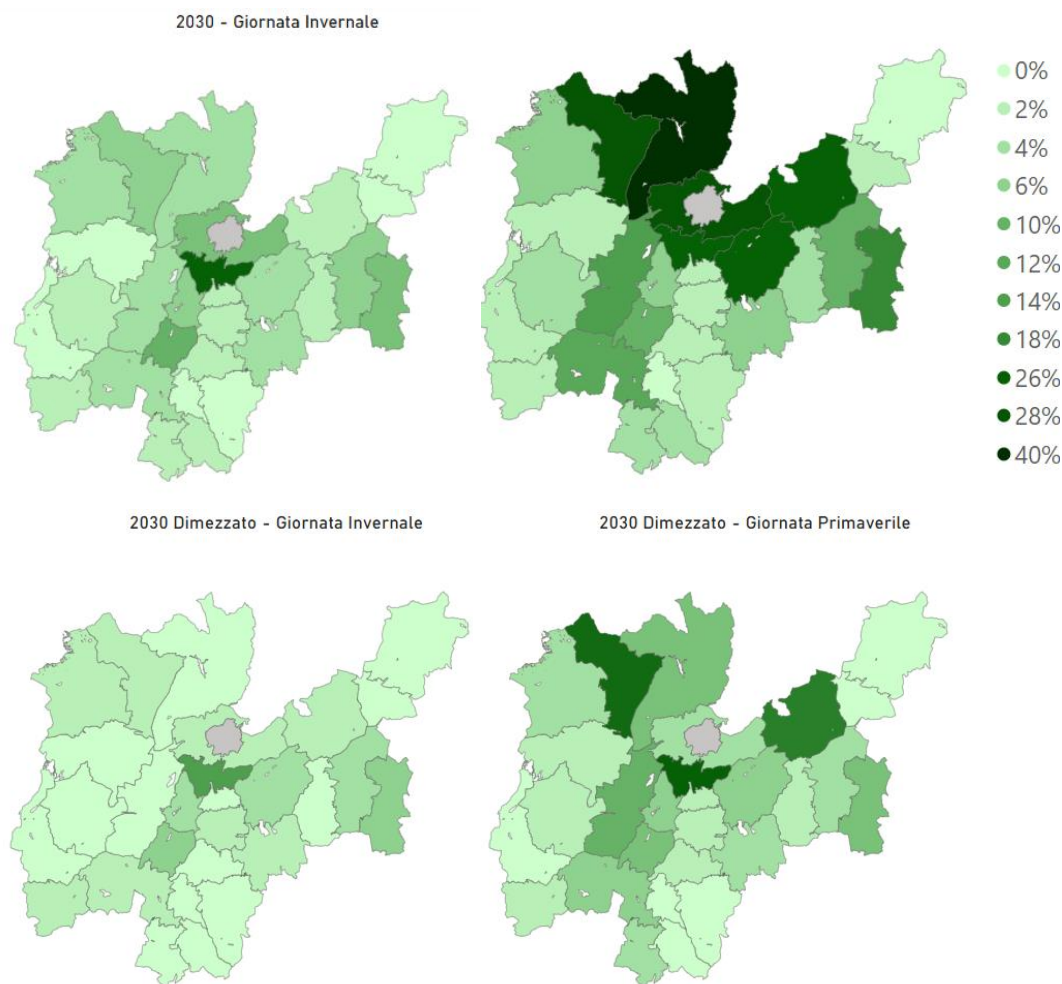


Figura 57 - Percentuale di nodi MT che hanno registrato una sovratensione superiore al 5%

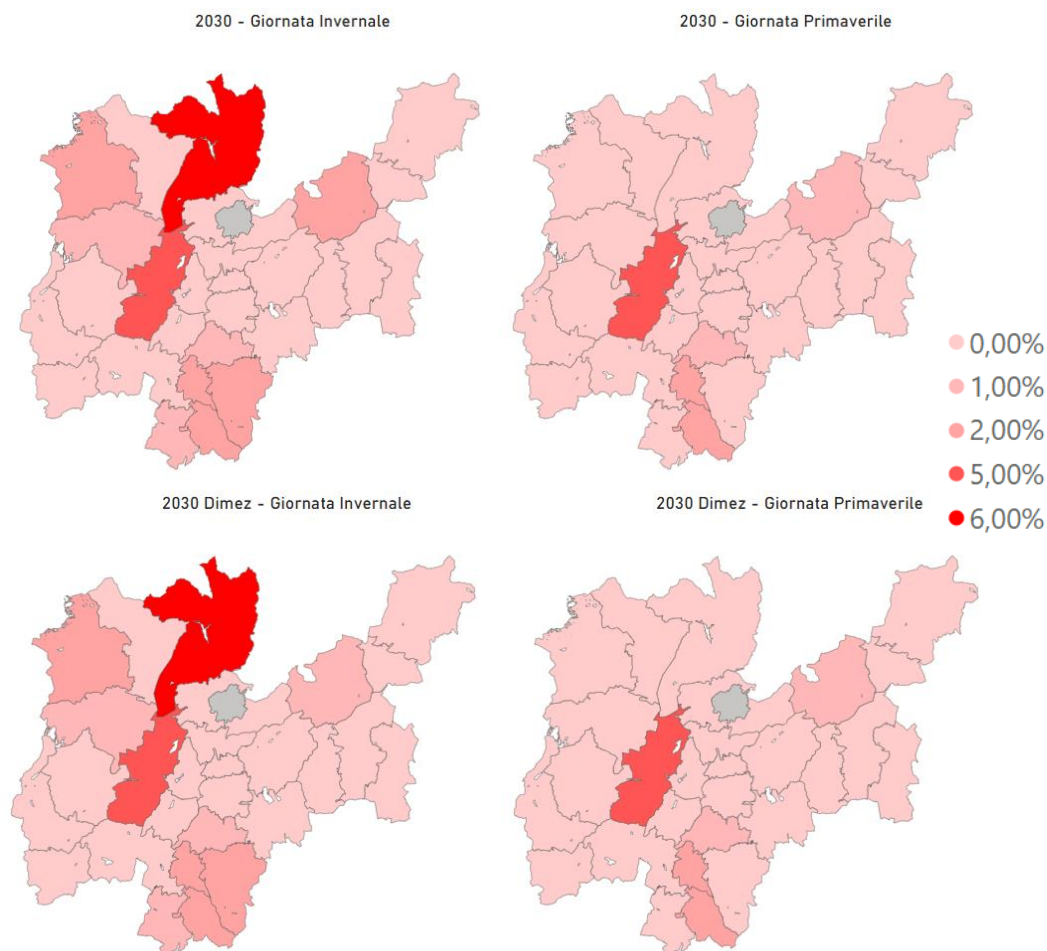


Figura 58 - Percentuale di nodi MT che hanno registrato una sottotensione superiore al 5%

I risultati evidenziano come il numero di nodi con problematiche di sovratensione aumenta sensibilmente nelle giornate primaverili, arrivando a rappresentare fino al 40% del totale dei nodi MT contro il 26% nelle giornate invernali. Lo scenario “2030 Dimezzato” è migliorativo, limitando le sovratensioni in entrambe le giornate di riferimento. Le aree soggette maggiormente a sovratensione sono quelle sottese alle cabine primarie di Tassullo, Monclassico, S. Michele, Lavis, Brazzaniga e Varena.

L’incremento dei nodi soggetti a problematiche di sotto tensione è più moderato rispetto a quanto visto per le sovratensioni e mantiene un valore massimo del 6% nell’area sottesa alla cabina primaria di Tassullo, in linea con lo scenario attuale (Figura 26).

Relativamente alle variazioni di tensione dei nodi della rete, sono stati identificati i nodi che presentano una variazione di tensione superiore al 7% del valore nominale. Questa variazione è stata calcolata come la differenza tra i valori massimi e minimi assunti dalla tensione del nodo in diverse giornate di un determinato scenario.

È importante sottolineare che l’analisi riguarda esclusivamente la rete MT. Di conseguenza, nelle linee BT, le variazioni di tensione potrebbero risultare amplificate.

I nodi critici individuati in questa analisi sono riportati in Figura 59 a livello di area di competenza di cabina primaria, per lo scenario 2030 e 2030 con installazione PV dimezzata.

Il numero di nodi critici e l’entità della variazione di tensione aumentano all’aumentare del PV installato. Anche in questo caso il fotovoltaico rappresenta la causa maggiore di criticità per la tensione di rete.

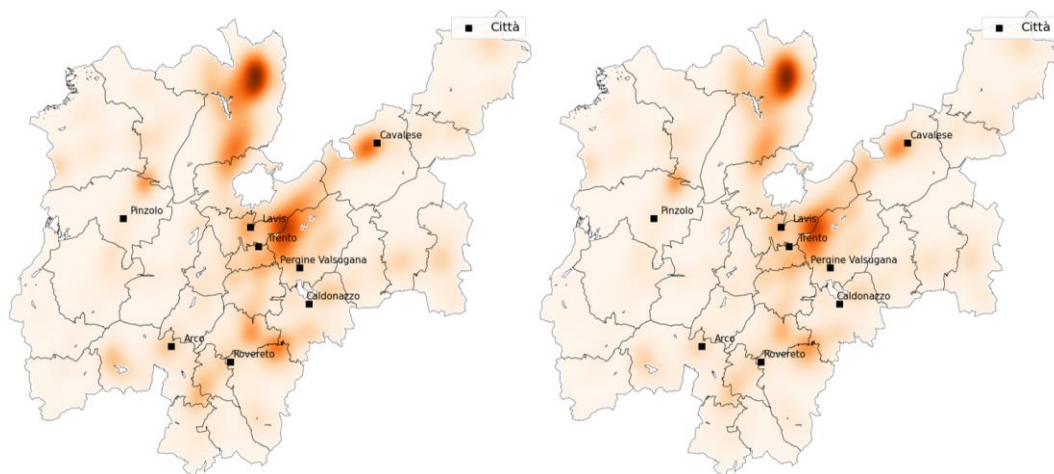


Figura 59 - Distribuzione territoriale variazioni di tensione stagionale che supera il 7% per lo scenario 2030 (sx) e 2030 ridotto (dx)

Dai risultati emerge chiaramente che le aree più soggette a queste fluttuazioni sono quelle sottese alle cabine primarie di Tassullo, San Michele, Lavis e Brazzaniga, seguite in misura minore dalle cabine primarie di Varena e di Nembia. In particolare, le zone più esposte a questo fenomeno sono quelle più distanti dagli impianti primari e caratterizzate da una concentrazione elevata di generazione distribuita. In queste aree si verificano inversioni di flusso di potenza che amplificano le variazioni di tensione, rendendo necessari interventi mirati per garantire la stabilità della rete.

9.2 SATURAZIONE DELLE LINEE

Le simulazioni confermano che il principale fattore critico per quanto riguarda la saturazione delle linee non è l'aumento del carico, bensì la generazione distribuita.

Nei momenti di picco, alcune linee raggiungono livelli di saturazione fino al 200%, contro un massimo attuale di circa il 90%. Tuttavia, queste situazioni riguardano solo una percentuale limitata delle linee, localizzate principalmente nelle aree servite dalle cabine primarie di Nembia, Giustino e Avio, seguite da Lavis e Tassullo.

In Figura 60 e Figura 61 si riporta la quantità di chilometri di linee che superano la soglia di saturazione del 50% per le due giornate di riferimento.

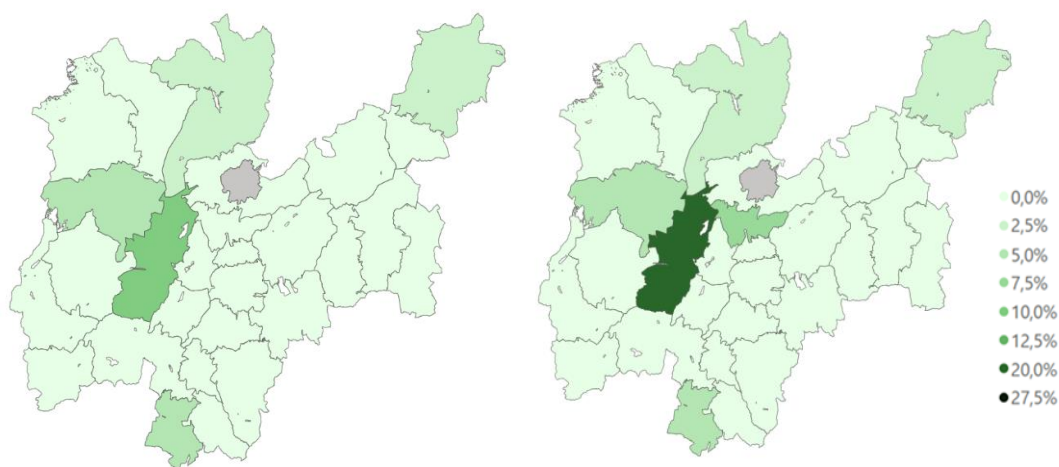


Figura 60 – Percentuale di chilometri di linee sature ($I > 50\% I_N$), per area di competenza, giornata invernale. A sinistra scenario attuale, a destra scenario 2030

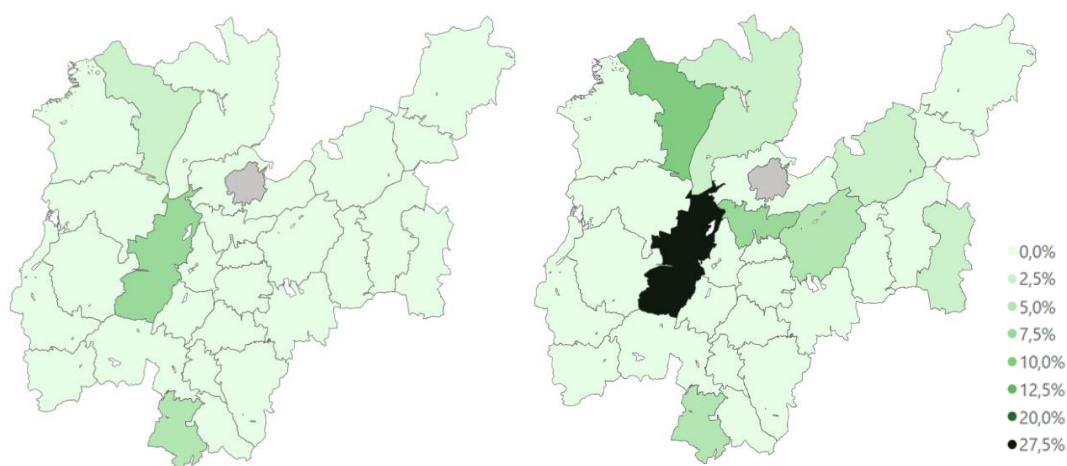


Figura 61 - Chilometri di linee sature ($I > 50\% I_N$), per area di competenza, giornata primaverile. A sinistra scenario attuale, a destra scenario 2030

9.3 SATURAZIONE DEI TRASFORMATORI MT/BT

Così come avviene per le linee MT, anche i trasformatori MT/BT devono far fronte all'aumento di carico e produzione previsti al 2030. Per valutarne l'impatto si è individuato il carico massimo transitante sui trasformatori MT/BT nelle due giornate di riferimento e, stabilendo l'80% della potenza nominale dei trasformatori come limite per la saturazione, si sono individuati i trasformatori che al 2030 saranno critici nei due scenari di riferimento, cioè quello con nuova potenza PV totale e quello con potenza PV dimezzata.

In base alla taglia del trasformatore installato e al picco di potenza previsto, la criticità può essere risolta tramite la sostituzione del trasformatore, con uno di taglia superiore, oppure necessita della realizzazione di una nuova cabina secondaria. In base a questa considerazione le CS con trasformatore saturo sono state divise in due gruppi, quelle da rinnovare e quelle da realizzare ex novo.

Le CS con trasformatori saturi arrivano a rappresentare, in alcune aree, oltre il 30% del totale, con un numero complessivo di circa 400 e 200 trasformatori, rispettivamente nello scenario con PV completo e dimezzato. La maggior parte delle criticità è risolvibile tramite rinnovo della CS (aumento della taglia del trasformatore) e la realizzazione di nuove CS è richiesta, a seconda dello scenario, per una parte limitata dei casi, rispettivamente 70 e 30 nuove CS. Questi dati si riferiscono alle sole CS dotate di trasformatore MT/BT, a cui andranno aggiunti i rinnovi e le nuove costruzioni delle altre tipologie di CS. Risulta pertanto fondamentale un coinvolgimento attivo degli enti e dei soggetti interessati, con l'obiettivo di ottimizzare il processo di autorizzazione, favorendo una maggiore efficienza e rapidità nella realizzazione delle infrastrutture necessarie.

Nelle figure successive si riporta la distribuzione territoriale dei risultati dell'analisi per i due scenari di riferimento al 2030. Si riporta, a livello di area di competenza di cabina primaria, il numero indicativo di CS da rinnovare e il numero di CS da realizzare.

Dai risultati è evidente come la maggiore penetrazione della generazione distribuita sia la causa principale di criticità, infatti lo scenario con PV dimezzato è sensibilmente migliorativo. Le criticità legate alla saturazione dei trasformatori di CS dipenderanno quindi fortemente dallo sviluppo della generazione distribuita che andrà monitorato attentamente.

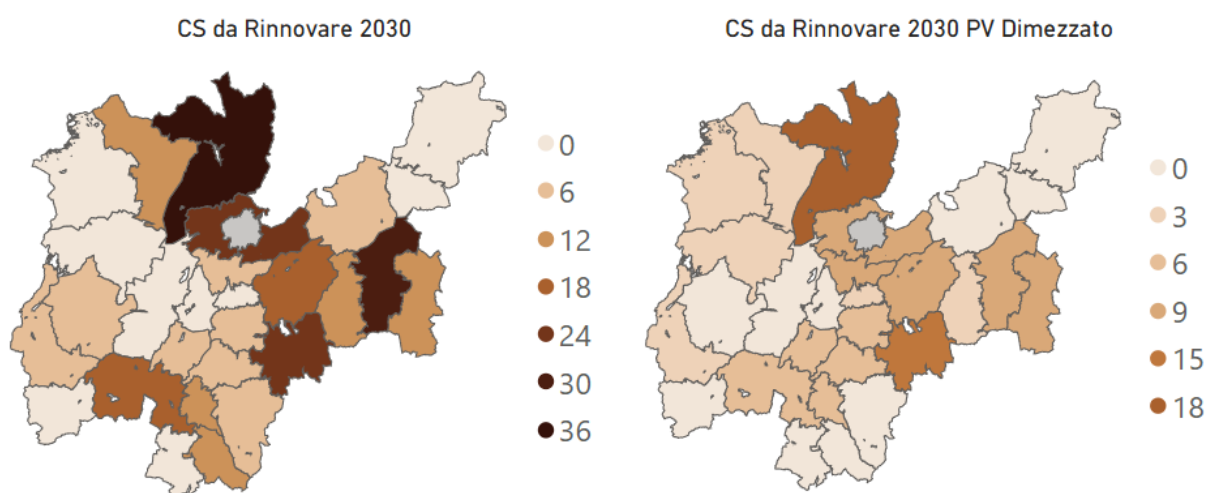


Figura 62 - Numero di CS con trasformatori saturi (saturazione maggiore a 80%) di cui è possibile aumentare la potenza

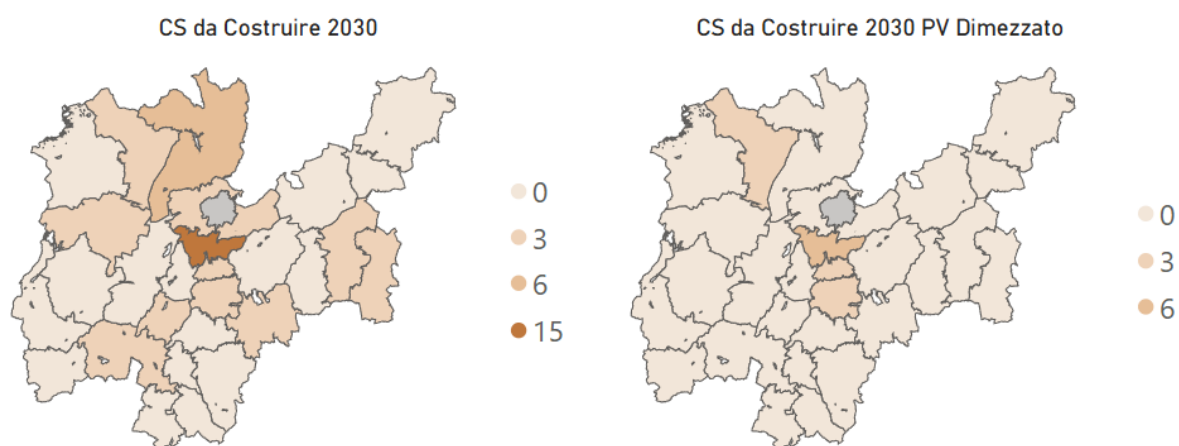


Figura 63 - Numero di CS con trasformatori saturi (saturazione maggiore a 80%) per cui l'aumento di potenza del TR non risolve la criticità (TR già di taglia massima) e richiede la costruzione di una nuova CS

10 INTERVENTI PIANIFICATI

In questo capitolo vengono descritti i principali interventi di sviluppo della rete di SET, programmati sulla base dell'analisi delle criticità e delle esigenze di sviluppo evidenziate nel capitolo precedente.

Il perimetro oggetto di analisi del PdS25 comprende 74 interventi (identificati da un codice intervento nel Piano di Sviluppo). L'elenco è costituito da opere puntuali e da 7 interventi aggregati.

Il totale degli investimenti atteso dei suddetti interventi ammonta, al 31 dicembre 2024, a circa 167 M€ con un investimento consuntivato pari a 12 M€ (esclusi gli interventi aggregati), rimanendo sostanzialmente in linea con quanto previsto dal PdS23. Il totale degli investimenti attesi nei 5 anni di piano si attesta a 155 M€.

In Figura 64 viene data evidenza della suddivisione sulla base del livello di tensione relativo all'intervento.

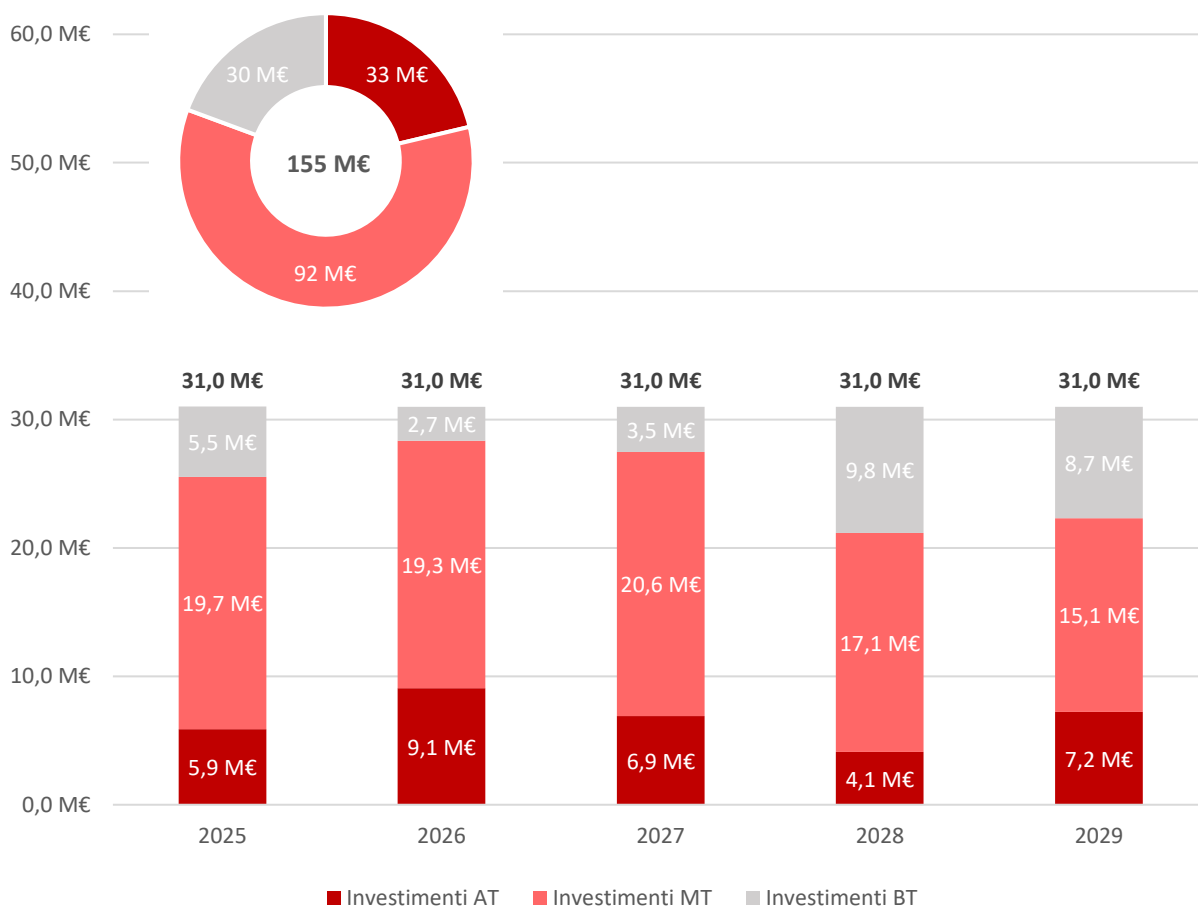
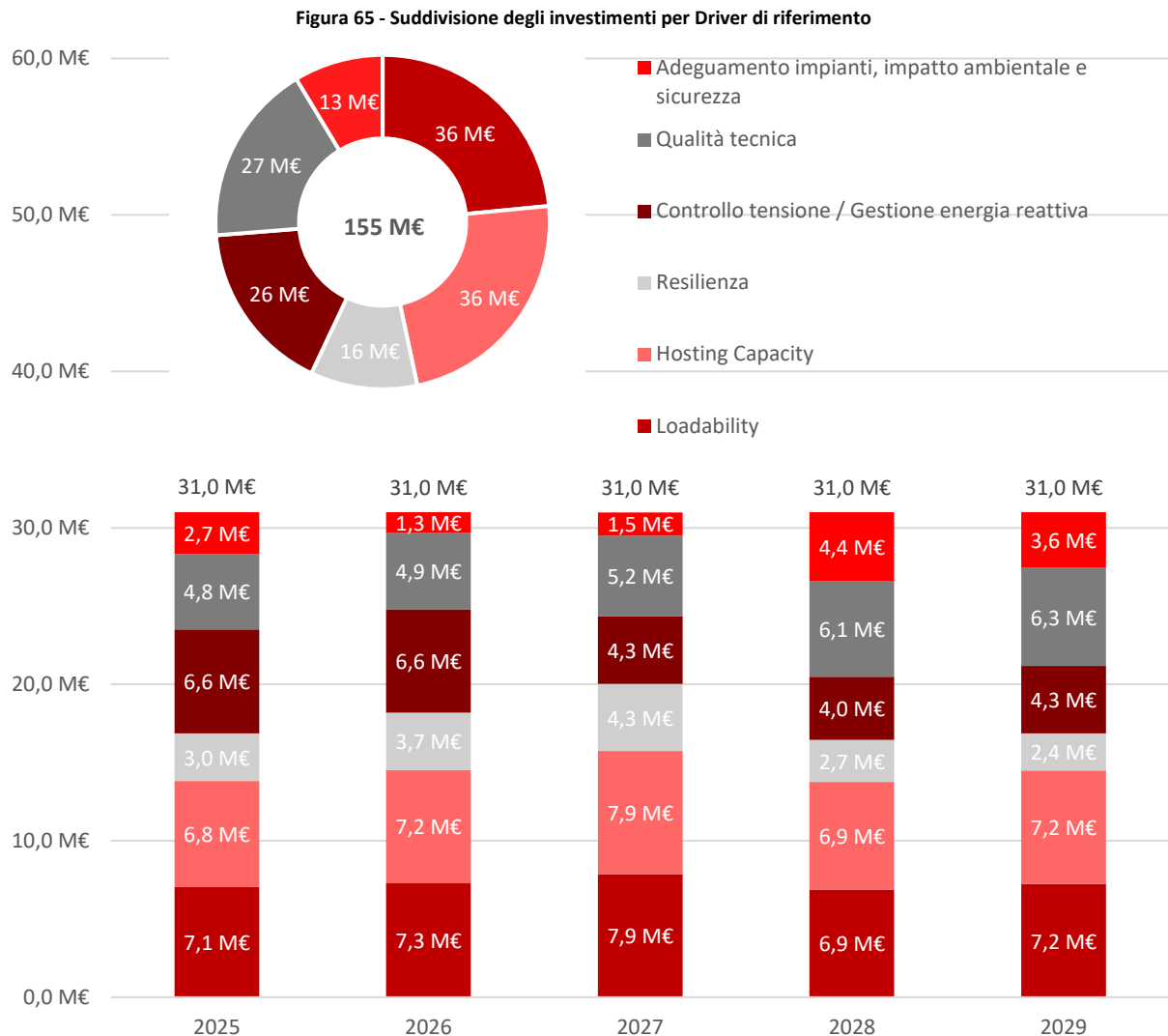


Figura 64 - Suddivisione degli investimenti nel periodo di riferimento del PDS 2025-2029 per livello di tensione

In Figura 65 sono rappresentate la suddivisione degli investimenti per principale finalità dell'intervento, in modo da avere una rappresentazione immediata di come i diversi driver guidino gli interventi di sviluppo. È importante sottolineare che per alcuni interventi i driver di riferimento possono essere molteplici; pertanto, ai fini rappresentativi è stato deciso di riportare le finalità principali dell'intervento.



In Figura 66 e Figura 67 viene rappresentata rispettivamente la percentuale degli investimenti e il numero delle opere del PdS25 suddivise per fase di avanzamento. I valori riportati non considerano i lavori aggregati, dal momento che sono caratterizzati da una continuità di realizzazione e pertanto vengono considerati tutti "Come da programma".

Al 31 dicembre 2024 la quasi totalità degli interventi risulta in linea con le tempistiche di entrata in esercizio previste, mentre 5 interventi sono stati ritardati con conseguente slittamento della data di completamento. I principali motivi di ritardo sono l'ottenimento delle autorizzazioni necessarie o ritardi nel completamento delle attività propedeutiche a cura Terna o degli utenti interessati. Si rileva come 2 interventi siano stati volontariamente posticipati, per dirottare le risorse in altri interventi prioritari. Maggiori dettagli e motivazioni riguardo gli slittamenti e le posticipazioni, sono fornite nella tabella riepilogativa degli interventi o nelle relative schede di intervento.

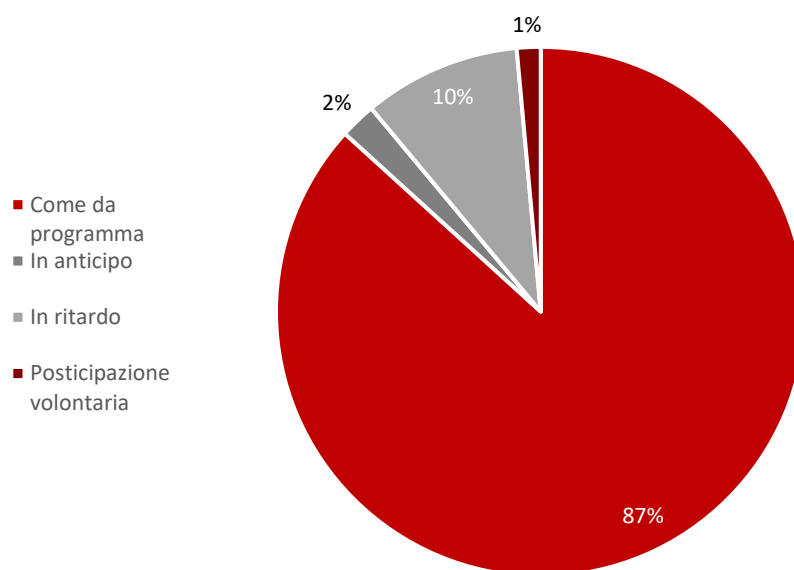


Figura 66 - Percentuale di investimenti del PdS 2025 per fase di avanzamento

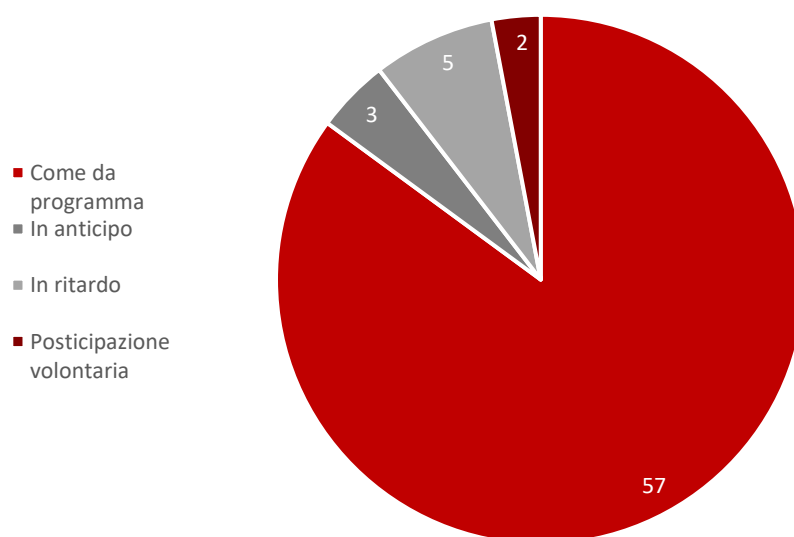


Figura 67 - Numero delle opere del PdS25 per fase di avanzamento

In Figura 68 e Figura 69 viene rappresentata la percentuale degli investimenti e il numero delle opere del PdS25 suddivise per stato di avanzamento dell'intervento.

Anche in questo caso non sono considerati i lavori aggregati, dal momento che sono caratterizzati da una continuità di realizzazione e pertanto vengono considerati tutti "in costruzione".

Una parte significativa degli interventi puntuali sono in fase di costruzione, a dimostrazione di una situazione positiva e in linea con le aspettative.

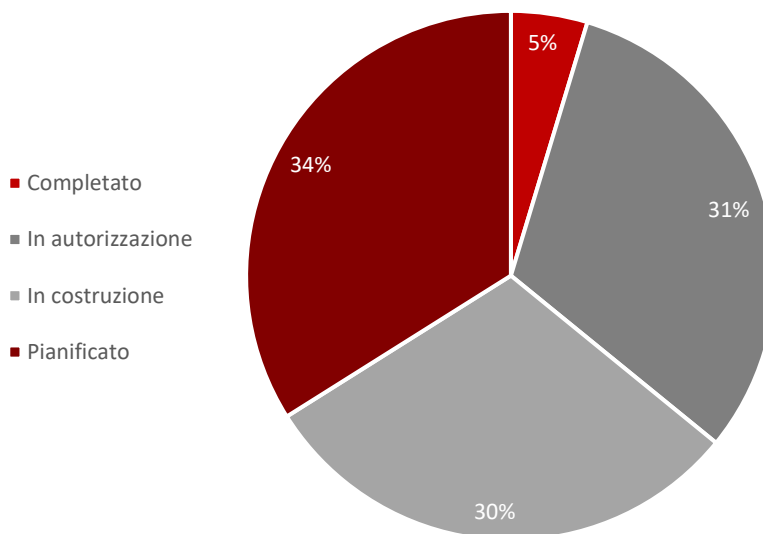


Figura 68 - Rappresentazione in percentuale dello stato lavori degli investimenti previsti per il PdS25

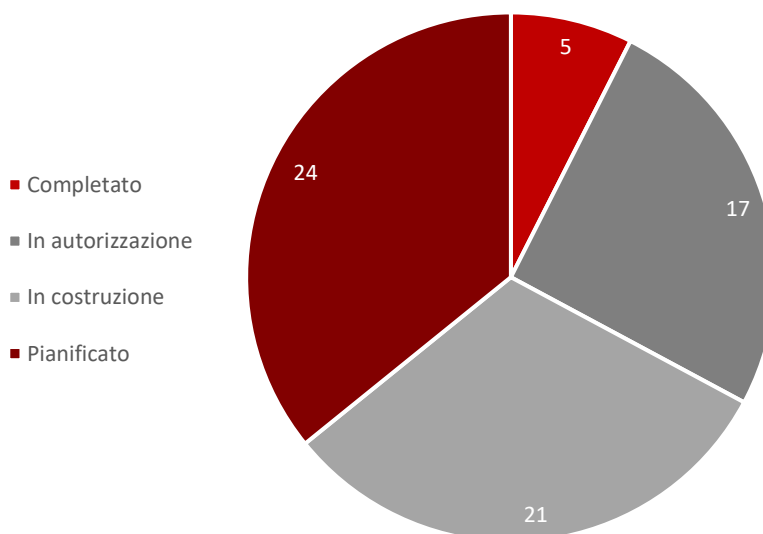


Figura 69 - Rappresentazione del numero di interventi previsti per il PdS25, suddivisi per stato lavori

Relativamente agli interventi completati, è opportuno segnalare la sostituzione di n.4 trasformatori AT/MT e il completamento di un importante lavoro di interramento, ai fini resilienza, di una tratta della LMT Romeno.

Nei prossimi anni di piano, sono previsti numerosi interventi di rilevanza strategica, la cui realizzazione rappresenterà un'importante sfida per SET. L'ampio programma di investimenti pianificato richiederà un impegno significativo in termini di risorse, coordinamento e gestione operativa. Questo percorso di sviluppo testimonia l'attenzione di SET nell'anticipare e rispondere in modo proattivo alle evoluzioni della rete elettrica, garantendo un'infrastruttura sempre più efficiente, resiliente e adeguata alle nuove esigenze del sistema energetico.

10.1 INTERVENTI SU RETE AT

Gli impianti primari AT appresentano un'infrastruttura strategica per garantire la sicurezza e l'affidabilità del sistema di distribuzione elettrica. Gli interventi pianificati mirano a migliorare la resilienza della rete, a incrementare la capacità di trasformazione e a risolvere le criticità legate alla qualità della tensione, alla gestione del carico e della generazione distribuita.

Tutti gli interventi vengono pianificati e svolti in stretta collaborazione con Terna, con cui SET mantiene un costante confronto al fine di garantire una sinergia efficace tra la rete di distribuzione e quella di trasmissione. Inoltre, la pianificazione e l'implementazione di questi interventi avvengono in coerenza con il piano di sviluppo di Terna. Questo approccio garantisce che gli investimenti e gli adeguamenti effettuati da SET siano allineati con le esigenze e gli obiettivi dell'intero sistema elettrico nazionale, contribuendo così a garantire la sicurezza, l'efficienza e la qualità del servizio elettrico offerto agli utenti finali.

L'analisi delle simulazioni di rete ha evidenziato alcune aree particolarmente critiche in termini di oscillazioni di tensione, elevata densità di carico e necessità di sviluppo della rete MT, che richiedono interventi mirati sugli impianti AT.

Le CP di Lavis e San Michele sono caratterizzate da una elevata densità di carico e da prospettive di crescita sia in termini di assorbimento energetico che di nuova generazione distribuita.

Per far fronte a queste sfide, SET ha pianificato la realizzazione della nuova Cabina Primaria di Nave, che sarà posizionata strategicamente per supportare il crescente sviluppo della zona. La CP di Nave consentirà di migliorare la distribuzione del carico nell'area, riducendo la saturazione delle CP esistenti e garantendo una maggiore controalimentazione tra gli impianti.

Lo sviluppo delle aree afferenti alle CP di Lavis e S. Michele comporterà un significativo potenziamento della rete MT. In questo contesto si inserisce il piano di sostituzione e ampliamento dei quadri MT nelle CP di San Michele e Lavis. Questo intervento sarà fondamentale per supportare l'aumento dei carichi previsti e migliorare la qualità della tensione. Inoltre, la sostituzione dei quadri MT sarà realizzata con una forte attenzione alla riduzione dell'impatto ambientale, eliminando le apparecchiature contenenti SF6 e adottando soluzioni gas-free più sostenibili. Lo stesso approccio sarà seguito per la CP di Storo, dove è prevista la sostituzione del quadro MT con tecnologie innovative ed ecocompatibili.

Un'altra area significativa individuata dalle simulazioni è quella afferente alla CP di Tassullo, caratterizzata da forti oscillazioni della tensione e da un aumento rilevante del carico. Per risolvere le problematiche della zona, SET ha pianificato la realizzazione della nuova CP di Taio, che consentirà di stabilizzare il profilo di tensione, riducendo le fluttuazioni che attualmente impattano la qualità del servizio. L'intervento ha inoltre la finalità di alleggerire il carico della CP di Tassullo, distribuendo meglio i flussi di energia, migliorando l'affidabilità complessiva della rete e garantendo un soccorso efficace alle CP di Tassullo e Monclassico in caso di indisponibilità. La nuova CP di Taio si inserisce quindi come un elemento chiave per migliorare la gestione della rete in Val di Non e garantire una fornitura di energia più stabile e sicura.

In stato avanzato di realizzazione è la nuova CP di Cirè, che rappresenta un passo fondamentale nella razionalizzazione della rete 60 kV della Valsugana da parte di Terna. In parallelo, un altro intervento significativo riguarda la nuova CP di Grigno, che nasce con un duplice obiettivo: eliminare le criticità ambientali legate alla precedente infrastruttura, situata in un'area soggetta a rischio di caduta massi, e potenziare la rete MT locale, predisponendo anche la possibilità di chiudere ad anello la rete AT a 132 kV gestita da Terna.

Altro intervento strategico riguarda la nuova CP di Campitello, attualmente in fase di ultimazione. Questa infrastruttura consentirà un significativo miglioramento della qualità del servizio in Val di Fassa, un'area caratterizzata da una forte stagionalità del carico legata all'attività turistica.

A seguito delle interruzioni avute sulla rete AT e MT in occasione della tempesta Vaia, con Terna nel corso dell'anno 2019, sono stati condivisi degli interventi sulla rete AT per eliminare gli impianti primari in antenna realizzando nuove Cabine Primarie connesse su rete 132 kV in entra-esce in modalità magliata. In questo contesto si inseriscono i programmi relativi alla realizzazione della nuova CP di Tione e al rifacimento del reparto AT della CP di Nembia.

Per affrontare la dinamicità legata alla generazione distribuita e al profilo di tensione AT in continua evoluzione, l'azienda ha pianificato l'installazione di nuovi trasformatori AT/MT con una capacità di regolazione adeguata. Questi trasformatori saranno cruciali per garantire che la rete possa gestire in modo efficace le variazioni di tensione e i flussi di potenza legati alla generazione distribuita.

10.2 INTERVENTI SU RETE MT

Le simulazioni di rete condotte da SET hanno evidenziato le esigenze di sviluppo della rete MT, in particolare legate alla saturazione delle linee MT, al sovraccarico dei trasformatori MT/BT e alle oscillazioni di tensione. Questi aspetti richiedono interventi strutturali nei diversi territori, anche in considerazione degli sviluppi previsti sulla rete AT e sugli impianti primari.

Un'area particolarmente critica è quella afferente alla nuova CP di Taio e alla rete di Tassullo, che presenta significative problematiche legate alla gestione dei carichi, della generazione distribuita e alla stabilità della tensione. Per risolvere queste criticità, è stato previsto un potenziamento della rete MT a supporto dello sviluppo della nuova CP di Taio, che consentirà di migliorare l'alimentazione e il soccorso delle CP di Tassullo, garantendo una maggiore stabilità e affidabilità del sistema elettrico locale.

Uno dei principali fattori di influenza sulla rete MT è la diffusione della generazione distribuita, che in molte aree sta avendo un impatto rilevante sul controllo della tensione. Per rispondere a questa sfida, SET ha programmato un piano di installazione massiva di trasformatori MT/BT con regolatore sotto carico, al fine di gestire in modo più efficace le oscillazioni di tensione nei nodi MT maggiormente impattati dalla produzione da fonti rinnovabili. Parallelamente, per rispondere alle crescenti richieste di connessione da parte degli utenti e garantire una distribuzione dell'energia più efficiente, è prevista la realizzazione di nuove cabine secondarie e il potenziamento di quelle esistenti.

Oltre alle criticità legate alla generazione distribuita, vi sono situazioni di sviluppo del carico più puntuali, strettamente collegate a fattori specifici del territorio. Nelle zone di Lavis, San Michele e Arco, si osservano sviluppi significativi legati all'industria, con una domanda crescente di potenza e di energia. Anche il tema della mobilità elettrica impatta in modo significativo in alcune porzioni del territorio della rete di SET, in particolare per San Michele risulta legato agli sviluppi infrastrutturali relativi all'autostrada A22. Questa evoluzione richiede interventi sulla rete MT volti a garantire la capacità di alimentazione necessaria nel lungo termine.

Un altro settore strategico è quello dei data center, in particolare nella zona della Val di Non, dove la crescente richiesta di energia si aggiunge a un'area già caratterizzata da forti impatti dovuti allo sviluppo della

rete. In questo contesto, il potenziamento della rete MT di Taio e Tassullo diventa cruciale per assicurare un'adeguata capacità di alimentazione e stabilità del sistema.

Un ulteriore fattore di rilievo per la rete di SET è lo sviluppo dell'elettrificazione delle ferrovie, che in alcuni casi può avere impatti diretti sulla rete di distribuzione, come nel caso dell'elettrificazione della tratta Trento – Borgo Valsugana, della linea ferroviaria Trento – Bassano, che sarà alimentata in parte tramite la rete di distribuzione di SET. In questo contesto si inseriscono gli interventi di sviluppo della rete MT afferente agli impianti primari della CP di Borgo e della nuova CP di Grigno.

Un'altra area che necessita di interventi specifici è quella legata agli impianti di innevamento, che rappresentano un elemento chiave per il settore turistico e sciistico. La Val di Fiemme e l'area di Pampeago sono particolarmente interessate da questi sviluppi, che richiedono il potenziamento delle linee MT per garantire una fornitura elettrica adeguata. Parallelamente, SET ha pianificato una razionalizzazione della rete della CP di Varena e Campitello, finalizzata a migliorare la gestione dell'energia in queste aree a forte stagionalità di consumo.

SET opera in un contesto caratterizzato dalla presenza di numerosi DSO sottesi, le cui necessità di sviluppo richiedono un'attenta pianificazione e un efficace coordinamento. Per soddisfare queste esigenze, è stato programmato il potenziamento della rete MT in uscita dalla futura CP di Tione, con l'obiettivo di supportare la crescita delle reti gestite da CEIS e ASM Tione, contribuendo a uno sviluppo armonizzato del sistema elettrico provinciale.

Un altro aspetto fondamentale nella pianificazione degli interventi sulla rete MT è il miglioramento della resilienza della rete, reso necessario dall'aumento della frequenza di eventi atmosferici estremi che si traducono in come caduta alberi, vento forte e nevicate intense. Per affrontare queste problematiche, SET ha individuato interventi volti a potenziare la rete MT, chiudere le antenne isolate e sviluppare nuove interconnessioni con altri DSO, in modo da garantire maggiore sicurezza e continuità del servizio. In particolare, sono previsti interventi di interconnessione con e-distribuzione, Edyna e ARE, per ottimizzare la gestione del sistema elettrico e rafforzare la cooperazione tra i diversi operatori di rete.

SET ha inoltre avviato una serie di misure per la riduzione dell'impatto ambientale, integrando nei propri progetti soluzioni che minimizzano la visibilità degli impianti, evitano di interessare aree di pregio ambientale e, dove possibile, prevedono la realizzazione di linee interrato. Una delle azioni più rilevanti in questo ambito è la progressiva riduzione delle linee elettriche aeree in tratta boscata, con una media di 30 km di linee aeree in bosco demolite ogni anno negli ultimi quattro anni. Questa iniziativa ha un doppio vantaggio: migliora la continuità del servizio e consente il recupero delle aree forestali. Un'altra azione significativa è la sostituzione dei trasformatori su palo con cabine secondarie in muratura, con una media di 12 trasformatori sostituiti annualmente negli ultimi quattro anni. Questa misura riduce il rischio di impatti ambientali e migliora la sicurezza dell'infrastruttura. Inoltre, dal 2015, con l'entrata in vigore del Regolamento Europeo 548/2014, SET utilizza trasformatori di distribuzione MT/BT a basse perdite di tipo Ao/Ak, che garantiscono prestazioni migliori rispetto agli standard minimi richiesti. Parallelamente, SET ha scelto di impiegare trasformatori con olio vegetale biodegradabile, in sostituzione degli oli minerali tradizionali, per ridurre l'impatto ambientale e il rischio di contaminazione. Anche per quanto riguarda i trasformatori AT/MT, SET ha aggiornato le specifiche tecniche in conformità con le normative europee, adottando apparecchiature con un indice di efficienza di picco (PEI) migliorato. In linea con la strategia aziendale per la sostenibilità, SET ha introdotto quadri MT privi di SF₆, anticipando le disposizioni del Regolamento UE 2024/573, che a partire dal 1° gennaio 2026 vieterà l'uso di gas fluorurati a effetto serra. Attualmente, l'azienda sta conducendo indagini di mercato per approvvigionarsi di apparecchiature conformi alle nuove normative. Un'altra innovazione riguarda l'adozione di cavi MT con isolamento in HPTE (polietilene ad alta densità), che offrono un impatto ambientale inferiore rispetto ai tradizionali cavi in XLPE. Questo materiale, oltre a essere completamente riciclabile, riduce le emissioni di CO₂ del 30% nel processo produttivo, contribuendo alla sostenibilità complessiva della rete.

Un ulteriore intervento di rilievo riguarda la compensazione della capacità della rete MT, necessaria per bilanciare l'aumento dell'energia reattiva immessa nella rete di trasmissione nazionale (RTN). SET ha

individuato la soluzione nella installazione massiva di reattanze distribuite MT e BT, che consentirà di ridurre l'impatto della capacità di rete sulla RTN e migliorare la stabilità del sistema elettrico. Questa scelta strategica è finalizzata a garantire un bilanciamento ottimale dei flussi di energia reattiva, con benefici sia per la rete locale sia per l'intero sistema elettrico nazionale.

10.3 INTERVENTI SU RETE BT

Gli interventi sulla rete BT non assumono singolarmente rilevanza economica tale da comportare un'evidenza puntuale nei piani di investimento. Indipendentemente dall'entità degli impegni di spesa ad essi associati, tali interventi sono condotti in conformità a metodologie di analisi e criteri di sviluppo, individuati con riferimento allo specifico livello di tensione.

A seguito della continua riduzione delle interruzioni su rete MT, la rete BT ha assunto particolare rilevanza in termini di durata e quindi SET ha concentrato la propria attenzione anche su di essa.

L'attività di sviluppo della rete BT è legata alla necessità di garantire la connessione di nuovi utenti, sia passivi che attivi, rispondendo all'aumento della domanda di energia e alla crescente diffusione della generazione distribuita. L'elettrificazione dei consumi e l'incremento degli impianti di produzione, in particolare fotovoltaici, stanno determinando un numero crescente di richieste di connessione, richiedendo un adeguamento costante della rete per mantenere elevati standard di servizio.

10.4 INTERVENTI FINANZIATI DAL PIANO NAZIONALE DI RIPRESA E RESILIENZA (PNRR)

SET ha presentato alcuni progetti di investimento nell'ambito del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) con l'obiettivo di migliorare ulteriormente la qualità e l'efficienza della propria rete di distribuzione e contribuire agli obiettivi di transizione energetica del Paese. I progetti presentati da SET sono risultati ammissibili ma non finanziati.

10.5 INTERVENTI DI DIGITALIZZAZIONE, SISTEMI DI TELECOMUNICAZIONE E INNOVAZIONE TECNOLOGICA

SET sta implementando una serie di interventi volti a potenziare la digitalizzazione e l'innovazione tecnologica della rete di distribuzione, con l'obiettivo di migliorare l'affidabilità, la sicurezza e l'efficienza del servizio. Una possibile soluzione è rappresentata dall'adozione di un sistema avanzato di gestione della distribuzione dell'energia (ADMS - Advanced Distribution Management System). SET sta attivamente valutando le soluzioni disponibili e i possibili benefici nell'integrazione con i propri processi e sistemi. L'ADMS potrebbe consentire di integrare in un'unica piattaforma i dati provenienti dai diversi sistemi aziendali e dagli apparati di campo, permettendo una gestione ottimizzata delle operazioni di rete, la previsione delle congestioni e il supporto alle decisioni in tempo reale. In questo contesto l'ADMS potrebbe rappresentare un'evoluzione fondamentale nella supervisione e nel controllo della rete.

Per migliorare il monitoraggio e il controllo della rete BT, SET sta avviando l'installazione di interruttori "smart" e dispositivi di misura avanzati nelle cabine secondarie, che consentiranno di acquisire dati in tempo reale sui parametri di esercizio e sulle condizioni ambientali delle cabine (temperatura, umidità, allagamenti, manomissioni). Queste informazioni saranno integrate nei sistemi aziendali per consentire interventi tempestivi e migliorare la qualità del servizio.

Un altro ambito di sviluppo riguarda l'integrazione dei dati di misura degli utenti nei sistemi di simulazione di rete. SET sta lavorando per sfruttare al meglio le informazioni provenienti dai misuratori intelligenti e da altre fonti di monitoraggio, con l'obiettivo di incrementare il dettaglio e la precisione delle simulazioni della rete. Questo consentirà di tradurre i dati raccolti in un valore aggiunto concreto, migliorando le capacità previsionali e permettendo una pianificazione più efficace degli interventi.

In parallelo, SET sta investendo nel potenziamento dei sistemi di analisi e simulazione, strumenti essenziali per comprendere e anticipare le dinamiche del sistema elettrico. Questi sistemi avranno il compito di effettuare simulazioni avanzate dei flussi di potenza, analizzare il comportamento della rete in differenti scenari operativi e individuare eventuali criticità legate alla crescita della generazione distribuita e all'elettrificazione dei consumi. L'integrazione dei dati di misura reali con modelli di rete sempre più dettagliati permetterà di affinare le strategie di sviluppo, rendendo la pianificazione degli investimenti più efficace e mirata.

10.6 PROGETTO 2G

Il Piano di Messa in Servizio dei contatori elettronici di seconda generazione è stato redatto sulla base dei principi esposti dall'ARERA, in termini di trasparenza delle scelte di investimento degli operatori regolati, dando evidenza delle motivazioni alla base dell'investimento, degli output prodotti dallo stesso in termini di miglioramento delle performance attese e degli ingenti benefici per l'intero sistema elettrico, correlati a tale innovazione nel servizio di misura.

Coerentemente con le delibere ARERA 306/19/R/eel (come aggiornata con delibera ARERA 724/2022/R/eel) e 105/21/R/eel nel 2022 ha preso avvio ufficialmente il progetto di sostituzione massiva dei misuratori 1G con i nuovi misuratori 2G, sulla base del Piano di Sostituzione Massiva approvato da parte dell'Autorità nel corso del 2021, che prevede la sostituzione dell'intero parco di contatori in bassa tensione, che allo stato attuale ammonta a circa 410 mila misuratori, entro la fine del 2025.

La pianificazione delle sostituzioni massive ha previsto l'installazione dei nuovi misuratori su tutte le utenze in rete SET connesse in bassa tensione e sugli impianti di produzione nel corso del periodo 2022-2025, l'aggiornamento del parco concentratori e l'evoluzione degli attuali Sistemi Centrali (in particolare Telegestore e MDM) per la gestione dei dati di misura quart'orari e dei relativi flussi verso il SII, GSE e Terna.

Il nuovo contatore si pone come componente essenziale per gli sviluppi attuali e futuri relativi alle reti intelligenti.

Il nuovo sistema di misura rende possibile un'evoluzione del sistema elettrico grazie anche all'introduzione di nuovi servizi e alla possibilità di realizzare importanti efficientamenti nei processi.

I principali effetti positivi dell'adozione del nuovo sistema di Smart Metering derivano dalla possibilità di:

- consentire al cliente di fruire dei dati di misura in Near Real Time, in modo da accrescere la consapevolezza circa il suo comportamento di consumo;
- permettere ai venditori, grazie alla disponibilità dei dati di consumo al quarto d'ora per tutta la clientela, di elaborare nuove tipologie di offerta;
- rivedere il processo del Settlement e la possibilità per i venditori di trasferire segnali di prezzo orari basati su dati reali e non su profilazioni convenzionali;
- facilitare una maggiore programmabilità dei volumi in prelievo e in immissione per gli Utenti del Dispacciamento e per il Gestore della Rete di Trasmissione;
- introdurre nuovi strumenti di contrasto alla morosità, nonché aumentare l'efficacia della misura già oggi in atto per prevenire e contenere tale fenomeno;
- migliorare la gestione della rete elettrica attraverso la disponibilità di dati capillari sulle diverse grandezze elettriche misurate.

11 ALLEGATI

- Allegato A - Schede interventi;
- Allegato B - Riepilogo interventi;
- Allegato C - Linee guida per lo sviluppo di scenari energetici di distribuzione elettrica.
- Allegato D - Esiti della consultazione pubblica

